



## Prospecto de Distribuição Pública da 2ª Emissão de Debêntures Simples

# R\$ 750.000.000,00

Código ISIN 1ª Série: BREKTRDBS036 - Código ISIN 2ª Série: BREKTRDBS044 - Código ISIN 3ª Série: BREKTRDBS051

Standard & Poor's: brA+

Emissão aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2005, pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 07 de outubro de 2005, e pela Reunião do Conselho de Administração, realizada em 10 de outubro de 2005

**Registro na CVM:** 1ª Série: CVM/SRE/DEB/2005/048, em 20 de outubro de 2005 - 2ª Série: CVM/SRE/DEB/2005/049, em 20 de outubro de 2005 - 3ª Série: CVM/SRE/DEB/2005/050, em 20 de outubro de 2005

**Data de Início da Oferta:** 24 de outubro de 2005

Distribuição pública de 75.000 (setenta e cinco mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas escriturais, da espécie quirografária, com garantia adicional, em três séries (as “**Debêntures**”), relativas à 2ª emissão (“**Emissão**”) da ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A., Companhia Aberta, CNPJ/MF nº 02.328.280/0001-97, Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América, CEP 13053-024, Campinas, SP (“**Elektro**”) ou a “**Companhia**” ou a “**Emissora**”), sendo a 1ª série composta de 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) debêntures (“**Debêntures da 1ª Série**”), a 2ª série composta de 18.750 (dezoito mil, setecentas e cinquenta) debêntures (“**Debêntures da 2ª Série**”) e a 3ª série composta de 18.750 (dezoito mil, setecentas e cinquenta) debêntures, com valor nominal unitário para as três séries de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) em 1º de setembro de 2005 (a “**Data de Emissão**”), perfazendo o valor total de emissão de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais).

A Emissão foi aprovada pela (i) Assembleia Geral Extraordinária da Emissora, realizada em 31 de agosto de 2005, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo - JUCESP (“**JUCESP**”) em 14 de setembro de 2005 sob nº 265.050/05-4, e publicada nos jornais “Valor Econômico”, edição nacional, e “Diário Oficial do Estado de São Paulo” em 06 de outubro de 2005, (ii) Assembleia Geral Extraordinária da Emissora, realizada em 07 de outubro de 2005, cuja ata foi arquivada na JUCESP em 10 de outubro de 2005 sob nº 291.437/05-9, e publicada nos jornais “Valor Econômico”, edição nacional, e “Diário Oficial do Estado de São Paulo” em 14 de outubro de 2005, e (iii) Reunião do Conselho de Administração da Emissora, realizada em 10 de outubro de 2005, cuja ata foi arquivada na JUCESP em 13 de outubro de 2005, sob nº 292.803/05-9, e publicada nos jornais “Valor Econômico”, edição nacional, e “Diário Oficial do Estado de São Paulo”, em 17 de outubro de 2005 e 18 de outubro de 2005, respectivamente. As Debêntures terão prazo de 6 anos, vencendo-se, portanto, em 01 de setembro de 2011.

As Debêntures serão objeto de distribuição pública (“**Oferta**”), sob regime de garantia firme de subscrição da totalidade das Debêntures, utilizando-se os procedimentos previstos na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“**CVM**”) nº 400, de 29 de dezembro de 2003 (“**Instrução CVM nº 400/03**”), com a intermediação de instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. As Debêntures serão colocadas perante o público, no mercado primário, por meio (i) do Sistema de Distribuição de Títulos - SDT (“**SDT**”), administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro - ANDIMA (“**ANDIMA**”) e operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP (“**CETIP**”) e (ii) do sistema de negociação BOVESPAFIX (“**BOVESPAFIX**”), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo (“**BOVESPA**”) e custodiado na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia - CBLIC (“**CBLIC**”). As Debêntures serão registradas para negociação no mercado secundário (i) no Sistema Nacional de Debêntures - SND (“**SND**”), administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e (ii) no BOVESPA FIX, administrado pela BOVESPA, sendo a integralização das Debêntures liquidada na CBLIC. A Oferta foi registrada perante a CVM em 20 de outubro de 2005, sob nº CVM/SRE/DEB/2005/048, com relação às Debêntures da 1ª Série, em 20 de outubro de 2005, sob nº CVM/SRE/DEB/2005/049, com relação às Debêntures da 2ª Série, e em 20 de outubro de 2005, sob nº CVM/SRE/DEB/2005/050, com relação às Debêntures da 3ª Série.

“O registro da Oferta não implica, por parte da CVM, na garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Emissora, sua viabilidade, sua administração, sua situação econômico-financeira, bem como sobre as Debêntures a serem distribuídas”.

“A Emissora é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta das Debêntures”.

“O Coordenador Líder desenvolveu esforços no sentido de verificar a suficiência e a qualidade das informações constantes deste prospecto (“**Prospecto**”), com base no que julga necessário para uma adequada tomada de decisão por parte de investidores”.

“Este Prospecto foi preparado com base em informações prestadas pela Emissora, não implicando, por parte dos Coordenadores em garantia de precisão e veracidade das informações prestadas, ou em qualquer julgamento da situação e do desempenho da Emissora em sua atividade e/ou das Debêntures objeto da distribuição”.

“Este Prospecto não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de compra das Debêntures. Ao decidir por adquirir as Debêntures, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da condição financeira da Emissora, de seus ativos e dos riscos decorrentes do investimento nas Debêntures”.

“Para avaliação dos riscos associados à Emissora e à Oferta, os investidores devem ler a Seção “Fatores de Risco”, nas páginas 48 a 57 deste Prospecto”.



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

Coordenadores



O Coordenador Líder da Oferta é o Banco Itaú BBA S.A.

A data deste Prospecto é 24 de outubro de 2005

## **DECLARAÇÕES PRELIMINARES**

### **Declaração da Emissora e do Coordenador Líder**

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03, a Elektro e o Coordenador Líder declaram que este Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Oferta, das Debêntures, da Elektro, suas atividades, sua situação econômico-financeira, dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, bem como permite uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures, tendo sido elaborado de acordo com as normas pertinentes.

Nos termos da regulamentação aplicável, a Elektro é responsável pela veracidade das informações contidas neste Prospecto e declara que as mesmas são verdadeiras, corretas, consistentes e suficientes, nos termos da Declaração da Elektro anexa a este Prospecto, a qual foi assinada pelos Srs. Carlos Marcio Ferreira e Rinaldo Pecchio Jr., Diretor e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, respectivamente, da Elektro.

O Coordenador Líder declara que tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela Elektro contempladas neste Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Emissão, nos termos da Declaração do Coordenador Líder anexa a este Prospecto, a qual foi assinada pelos Srs. Jean-Marc Etlin e Fernando Fontes Iunes, Vice-Presidente e Diretor, respectivamente, do Coordenador Líder.

Independentemente do disposto acima, determinadas informações sobre o Brasil e o setor elétrico incluídas neste Prospecto foram compiladas de fontes públicas disponíveis ao mercado. Nestes casos, a Elektro e o Coordenador Líder não assumem qualquer responsabilidade pela veracidade ou precisão de tais informações.

Assunções, previsões e eventuais expectativas futuras constantes deste Prospecto estão sujeitas a incertezas de natureza econômica, política e competitiva e não devem ser interpretadas como promessa ou garantia de resultados futuros ou desempenho da Emissora. Os potenciais investidores deverão conduzir suas próprias investigações acerca de eventuais tendências ou previsões discutidas ou inseridas neste Prospecto, bem como acerca das metodologias e assunções em que se baseiam as discussões dessas tendências e previsões.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

## ÍNDICE

<b>Glossário.....</b>	<b>05</b>
<b>Resumo Contendo as Características da Oferta.....</b>	<b>11</b>
<b>Informações sobre a Companhia Emissora .....</b>	<b>15</b>
Introdução .....	16
<b>O Processo de Reestruturação Financeira.....</b>	<b>17</b>
<b>Estrutura Societária da Elektro .....</b>	<b>20</b>
<b>Instituições Intermediárias.....</b>	<b>21</b>
Itaú BBA .....	21
Unibanco.....	21
<b>Identificação de Administradores, Consultores e Auditores .....</b>	<b>23</b>
Administradores .....	23
Coordenadores .....	23
Agente Fiduciário .....	24
Instituição Depositária .....	24
Consultor Legal da Emissora .....	24
Consultor Legal dos Coordenadores .....	24
Auditores Independentes.....	24
Exemplares do Prospecto.....	25
<b>Termos e Condições da Oferta .....</b>	<b>26</b>
Características e Prazos .....	26
Inadequação do Investimento nas Debêntures para Determinados Investidores .....	44
Informações Complementares .....	44
Condições de Colocação da Oferta .....	45
Contrato de Distribuição .....	46
Contrato de Garantia de Liquidez.....	47
Relações da Emissora com os Coordenadores.....	47
Classificação de Risco da Emissão .....	47
<b>Fatores de Risco.....</b>	<b>48</b>
Fatores de Risco Macroeconômicos .....	48
Fatores de Risco Setoriais.....	50
Fatores de Risco Relativos à Elektro .....	54
Fatores de Risco Relativos às Debêntures .....	55
<b>Destinação de Recursos.....</b>	<b>58</b>
<b>Capitalização .....</b>	<b>59</b>
<b>Situação Financeira da Emissora.....</b>	<b>60</b>
Demonstrações Financeiras e Operacionais Seleccionadas.....	60
Informações Operacionais da Elektro .....	70
<b>Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras.....</b>	<b>90</b>
Comparação entre os períodos findos em 30 de junho de 2005 e 30 de junho de 2004 .....	90
Comparação entre o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2004 e o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2003 .....	99
Comparação entre o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2003 e o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2002 .....	109
<b>Informações Relativas à Elektro .....</b>	<b>120</b>
<b>O Setor Elétrico Brasileiro .....</b>	<b>120</b>
Histórico.....	120
Principais Agentes do Setor de Energia Elétrica .....	122
Encargos Regulatórios .....	124
Universalização.....	125



Regras de Concentração.....	126
Revisão Tarifária Periódica.....	126
Novo Modelo do Setor Elétrico.....	128
Sazonalidade do Setor de Energia Elétrica.....	133
<b>Histórico da Companhia.....</b>	<b>134</b>
Geral.....	134
Reestruturação do Grupo Enron.....	135
Prisma Energy.....	137
Investimentos Relevantes.....	138
<b>Atividades da Companhia.....</b>	<b>143</b>
Geral.....	143
Rede de Distribuição de Energia.....	144
Participação da Elektro no Mercado de Energia – Visão Geral.....	144
Posicionamento Estratégico.....	145
Concorrência.....	146
Contrato de Concessão.....	147
Insumos e Fornecedores.....	148
Clientes.....	149
Cobrança e Inadimplência.....	152
Informações Acerca dos Valores Mobiliários Emitidos.....	153
Contratos Relevantes.....	153
Marcas, Patentes e Direitos Autorais.....	161
Propriedades Relevantes.....	162
Aspectos Ambientais.....	163
Seguros.....	164
Prêmios.....	165
Instituto Elektro.....	166
Segurança.....	166
<b>Composição do Capital Social.....</b>	<b>167</b>
Estatuto Social.....	167
Características das Ações.....	167
Resgate de Ações – Histórico ANEEL e CVM.....	167
Política de Distribuição de Dividendos.....	169
Estrutura Organizacional.....	170
Operações com Partes Relacionadas.....	171
Relacionamento com os Coordenadores.....	174
Administração.....	175
Conselho de Administração.....	175
Diretoria.....	178
Existência de Relação Familiar.....	181
Títulos e Valores Mobiliários Devidos por Administradores.....	181
Contratos ou Outras Obrigações com Administradores.....	181
Remuneração e Plano de Participação nos Lucros.....	181
Conselho Fiscal.....	181
<b>Pessoal.....</b>	<b>182</b>
<b>Contingências Judiciais e Administrativas da Elektro.....</b>	<b>185</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>191</b>
Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 31 de agosto de 2005.....	191
Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 07 de outubro de 2005.....	203
Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 10 de outubro de 2005.....	207
Estatuto Social da Emissora.....	211
Escritura de Emissão.....	229
Primeiro Aditamento à Escritura de Emissão.....	281
Contrato de Cessão Fiduciária.....	339
Súmula de Classificação de Risco das Debêntures ( <i>Rating</i> ).....	371
Demonstrações Financeiras da Emissora.....	389
Demonstrações Financeiras da Emissora referentes ao período de sete meses findo em 31 de julho de 2005.....	577
Declaração da Emissora.....	607
Declaração do Coordenador Líder.....	611

## GLOSSÁRIO

Os termos abaixo definidos, quando utilizados neste Prospecto, seja no singular ou no plural, terão o significado a eles atribuído nesta seção:

<b>ABRADEE</b>	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
<b>Agente Fiduciário</b>	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
<b>ANBID</b>	Associação Nacional dos Bancos de Investimento
<b>ANDIMA</b>	Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>Banco Itaú</b>	Banco Itaú S.A., na qualidade de banco depositário das Debêntures e mandatário da Emissão
<b>Banco Mandatário</b>	Banco Itaú S.A.
<b>BNDES</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES
<b>BOVESPA</b>	Bolsa de Valores de São Paulo
<b>Bovespa Fix</b>	Sistema de Negociação Bovespa Fix, da BOVESPA
<b>Brasil ou País</b>	República Federativa do Brasil
<b>Capacidade Instalada</b>	Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma unidade geradora, por uma usina hidrelétrica ou por um parque gerador, em particular em bases de carga total contínua, nos termos e condições específicas, conforme designado pelo produtor
<b>CBLC</b>	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia
<b>CCC</b>	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis, tem por objetivo possibilitar a cobertura do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas por meio de contribuições mensais realizadas por todos os agentes do setor elétrico que comercializam energia elétrica com consumidores finais, quais sejam, distribuidoras, geradoras ou comercializadoras
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada pela ANEEL, cuja principal função é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sendo responsável por registrar os contratos resultantes de ajustes de mercado e o volume de energia contratado no Ambiente de Contratação Livre, bem como pela contabilização e liquidação das transações de curto prazo no âmbito do Sistema Interligado Nacional e das diferenças referentes aos Contratos Bilaterais registrados

<b>CDE</b>	Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei nº 10.438/02, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica que utilizam carvão mineral nacional. Foi criada para apoiar o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia e a universalização dos serviços de energia em todo o País
<b>CESP</b>	CESP – Companhia Energética de São Paulo
<b>CETIP</b>	Câmara de Custódia e Liquidação
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética
<b>CMSE</b>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
<b>Consumidor Cativo ou Cliente Cativo</b>	Consumidores que não podem negociar livremente a aquisição de energia elétrica e que são atendidos pelas respectivas distribuidoras locais, às quais estão diretamente conectados
<b>Consumidor Livre ou Cliente Livre</b>	Consumidores ou clientes que podem optar, sob determinadas regras, por contratar o suprimento de suas necessidades de energia elétrica, no todo ou em parte, por meio da celebração de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre, com produtor independente de energia ou com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado, dentro do sistema interligado no qual estiver inserido
<b>Consumidor Final ou Cliente Final</b>	Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que assume a responsabilidade pelo pagamento das contas e pelas demais obrigações legais, regulamentares e contratuais derivadas da utilização, como usuário final, da energia elétrica
<b>Contrato Bilateral</b>	Contrato de compra e venda de energia resultante da livre negociação entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica a partir de 2003, quando as entregas de energia contratadas por meio de Contratos Iniciais começaram a ser reduzidas em 25% ao ano, de acordo com a Lei do Setor Elétrico, o qual tem por objeto estabelecer preços e volumes para as transações de compra e venda de energia elétrica, em intervalos temporais determinados
<b>Contrato de Cessão Fiduciária</b>	Contrato de Cessão Fiduciária em Garantia e Outras Avenças, celebrado em 10 de outubro de 2005, entre a Elektro, o Agente Fiduciário e o Banco Itaú S.A., nos termos do Artigo 66-B da Lei nº 4.728/65, com a nova redação dada pelo artigo 55 da Lei nº 10.931/04
<b>Contrato de Concessão</b>	Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 187/98, celebrado em 27 de agosto de 1998 e com prazo de vigência de 30 anos, e posteriormente aditado, entre a União, por intermédio da ANEEL, e a Elektro, o qual pode ser obtido no site <a href="http://www.aneel.gov.br">www.aneel.gov.br</a>

<b>Contrato de Distribuição</b>	Contrato de Coordenação de Distribuição Pública, Sob Regime de Garantia Firme de Subscrição, de Debêntures Simples, Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, de Emissão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., celebrado em 10 de outubro de 2005, entre a Elektro e os Coordenadores
<b>Contratos Iniciais</b>	Contratos de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, conforme artigo 10, incisos I e II da Lei do Setor Elétrico
<b>Controladores</b>	EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda., ETB – Energia Total do Brasil Ltda. e Prisma Energy Brazil Finance Ltd., acionistas pertencentes ao bloco de controle da Elektro
<b>Coordenadores</b>	Banco Itaú BBA S.A. e Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
<b>CVM</b>	Comissão de Valores Mobiliários
<b>Debêntures</b>	Em conjunto, as Debêntures da 1ª Série, as Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série (conforme abaixo definidas) objeto da Oferta
<b>Dia Útil</b>	Dia em que as instituições financeiras estão abertas para negócios na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, Brasil
<b>Dívida com a ETB</b>	Saldo devedor (principal e juros diferidos) da dívida, em moeda estrangeira, da Elektro para com a ETB - Energia Total do Brasil Ltda., no valor de US\$ 245.423.619,30
<b>DNAEE</b>	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
<b>EBITDA</b>	Representado pelo somatório do resultado antes de deduzidos (i) o imposto de renda e contribuição social, (ii) a depreciação e as amortizações, inclusive a amortização do ágio pago na aquisição da Elektro, (iii) as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras, (iv) os resultados de participações societárias e (v) o resultado não operacional.
<b>Elektro, Companhia ou Emissora</b>	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
<b>ELETROBRÁS</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS
<b>Empréstimo-Ponte</b>	A Cédula de Crédito Bancário nº BG5.33/01, no valor de R\$ 250 milhões, emitida em 4 de julho de 2005 pela Elektro em favor do Itaú BBA, e a Cédula de Crédito Bancário nº 357979-4, no valor de R\$ 250 milhões, emitida em 4 de julho de 2005 pela Elektro em favor do Unibanco

<b>Enron</b>	Enron Corp., sediada nos Estados Unidos da América
<b>EPC</b>	EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética – EPE
<b>Escritura de Emissão</b>	Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. celebrada em 14 de setembro de 2005 entre a Elektro e o Agente Fiduciário, conforme aditada em 10 de outubro de 2005
<b>ETB</b>	ETB – Energia Total do Brasil Ltda.
<b>FGV</b>	Fundação Getúlio Vargas
<b>GCE</b>	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
<b>Gigawatt (GW)</b>	Unidade equivalente a um bilhão de watts
<b>Gigawatt hora (GWh)</b>	Unidade equivalente a um gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de watts hora
<b>IBGE</b>	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
<b>IGP-M</b>	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela FGV
<b>INPI</b>	Instituto Nacional de Propriedade Industrial
<b>Intesa</b>	Banca Intesa S.p.A., sediada na Itália
<b>Itaipu</b>	Itaipu Binacional
<b>Itaú BBA ou Coordenador Líder</b>	Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária líder da Oferta
<b>Kilovolt (kV)</b>	Unidade equivalente a 1.000 volts
<b>Kilowatt (KW)</b>	Unidade equivalente a 1.000 watts
<b>Kilowatt hora (KWh)</b>	Unidade equivalente a um kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou 1.000 watts hora
<b>Lei das Sociedades por Ações</b>	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada
<b>Lei de Concessões do Setor Elétrico</b>	Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme alterada
<b>Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico</b>	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, e pelo Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004

<b>Lei do Setor Elétrico</b>	Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, conforme alterada
<b>MAE</b>	Mercado Atacadista de Energia
<b>Megawatt (MW)</b>	Unidade equivalente a um milhão de watts
<b>Megawatt hora (MWh)</b>	Unidade equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de watts hora
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>Oferta</b>	Oferta pública das Debêntures da 2ª emissão da Elektro
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado em 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, controle e administração das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É composto por Consumidores Livres, geradoras, distribuidoras, comercializadoras e transmissoras
<b>PCHs</b>	Pequenas Centrais Hidrelétricas. Usinas com Capacidade Instalada entre 1 MW e 30 MW que atendam aos requisitos propostos na Resolução ANEEL nº 652, de 9 de dezembro de 2003
<b>PEBFL</b>	Prisma Energy Brazil Finance Ltd., atual denominação da Enron Brazil Power Holdings IV Ltd., sediada nas Ilhas Cayman
<b>PEIE</b>	Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. (anteriormente denominada Enron Investimentos Energéticos Ltda.)
<b>Poder Concedente</b>	Governo Federal brasileiro
<b>Práticas Contábeis Brasileiras</b>	Práticas contábeis emanadas da Lei de Sociedades Anônimas e das normas expedidas pela CVM
<b>Prisma Energy</b>	Prisma Energy International Inc., sediada nas Ilhas Cayman
<b>Processo de Reestruturação Financeira</b>	O processo de reestruturação de dívida e de capital da Companhia, conforme descrito na seção “O Processo de Reestruturação Financeira” deste Prospecto
<b>Programa de Racionamento de Energia Elétrica</b>	Programa de racionamento de energia elétrica decretado pelo Governo Federal nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002
<b>PROINFA</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>Prospecto</b>	Este Prospecto de Distribuição Pública da 2ª Emissão de Debêntures da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

<b>Rede Básica</b>	Instalações inerentes à prestação de serviço de transmissão de energia elétrica e pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, identificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL
<b>RGR</b>	Reserva Global de Reversão
<b>Sistema Interligado Nacional</b>	Conjunto de unidades de geração e linhas de transmissão de energia elétrica das Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Norte/Nordeste, operados sob a coordenação do ONS
<b>Taxa DI</b>	Taxa média diária dos Depósitos Interfinanceiros de um dia – DI, <i>over extra grupo</i> , expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculada e divulgada pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet ( <a href="http://www.cetip.com.br">www.cetip.com.br</a> ) e no jornal Gazeta Mercantil, edição nacional
<b>Terraço</b>	Terraço Participações Ltda.
<b>TIL</b>	Terraco Investments Ltd., sediada nas Ilhas Cayman
<b>Unibanco</b>	Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
<b>Volt</b>	Unidade básica de tensão de energia elétrica
<b>Watt</b>	Unidade básica de potência de energia elétrica

## RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA OFERTA

*Esta seção contém um sumário de determinadas informações da Oferta contidas em outras partes deste Prospecto. Este sumário não contém todas as informações da Oferta que deverão ser consideradas antes de se tomar uma decisão de investir nas Debêntures. Este Prospecto deve ser lido integral e cuidadosamente pelo investidor, especialmente, mas não se limitando às seções “Fatores de Risco” e “Demonstrações Financeiras” da Emissora, e suas respectivas notas.*

<b>Emissora:</b>	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
<b>Valor Mobiliário:</b>	Debêntures simples.
<b>Data de Emissão das Debêntures:</b>	01.09.2005.
<b>Agente Fiduciário:</b>	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
<b>Banco Mandatário:</b>	Banco Itaú S.A.
<b>Coordenador Líder:</b>	Banco Itaú BBA S.A.
<b>Coordenadores:</b>	UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A. em conjunto com o Banco Itaú BBA S.A.
<b>Valor Total da Emissão:</b>	R\$ 750.000.000,00.
<b>Número de Séries:</b>	Três.
<b>Quantidade de Debêntures:</b>	75.000 Debêntures, sendo 37.500 Debêntures da 1ª Série, 18.750 Debêntures da 2ª Série e 18.750 Debêntures da 3ª Série.
<b>Valor Nominal Unitário:</b>	R\$ 10.000,00, na Data de Emissão.
<b>Espécie:</b>	Quirografária, com garantia adicional.
<b>Forma e Conversibilidade:</b>	Escriturais, não conversíveis em ações de emissão da Elektro.
<b>Prazo e Data de Vencimento:</b>	As Debêntures da 1ª Série, as Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série terão prazo de vigência de 6 anos, vencendo-se, portanto, em 01.09.2011.
<b>Preço de Subscrição e Forma de Integralização:</b>	Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento aplicável, calculado <i>pro rata temporis</i> desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição e integralização. As Debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, no ato da subscrição, de acordo com os procedimentos e normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLC.
<b>Negociação:</b>	Distribuição no mercado primário: (i) no SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, sendo a integralização das Debêntures liquidada pela CETIP e (ii) no Bovespa Fix, administrado e operacionalizado pela BOVESPA, sendo a integralização das Debêntures liquidada na CBLC. Negociação no mercado secundário: (i) no SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e (ii) no Bovespa Fix, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.



<b>Rendimento da 1ª Série:</b>	As Debêntures da 1ª Série terão seu Valor Nominal Unitário atualizado pelo IGP-M (“Atualização” e “Valor Nominal Unitário Atualizado, respectivamente”) e farão jus a juros remuneratórios apurados mediante a aplicação de uma taxa percentual fixa de 11,80% a partir da Data de Emissão, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, taxa essa definida no procedimento de <i>bookbuilding</i> conduzido pelos Coordenadores em 10 de outubro de 2005, para coleta de intenções de investimento de investidores interessados em adquirir Debêntures no âmbito da Oferta, que resultou na definição das taxas finais dos juros remuneratórios que compõem o Rendimento da 1ª Série, o Rendimento da 2ª Série e o Rendimento da 3ª Série (“Procedimento de <i>Bookbuilding</i> ”), e ratificada em Reunião do Conselho de Administração especificamente convocada para este fim. Os juros da 1ª Série serão devidos anualmente, a partir da Data de Emissão, vencendo-se a primeira parcela em 01.09.2006 e a última em 01.09.2011.
<b>Taxa Inicial do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> da 1ª Série:</b>	O Procedimento de <i>Bookbuilding</i> da 1ª Série foi iniciado à taxa equivalente ao IGP-M + 11,80% ao ano.
<b>Rendimento da 2ª Série:</b>	As Debêntures da 2ª Série farão jus a juros remuneratórios equivalente à acumulação da Taxa DI, capitalizado de um <i>spread</i> de 1,65% definido no Procedimento de <i>Bookbuilding</i> e ratificado em Reunião do Conselho de Administração especificamente convocada para este fim. O Rendimento da 2ª Série será devido semestralmente, vencendo-se a primeira parcela em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011.
<b>Rendimento da 3ª Série:</b>	As Debêntures da 3ª Série farão jus a juros remuneratórios equivalente à acumulação da Taxa DI, capitalizado de um <i>spread</i> de 1,65% definido no Procedimento de <i>Bookbuilding</i> e ratificado em Reunião do Conselho de Administração especificamente convocada para este fim. O Rendimento da 3ª Série será devido semestralmente, vencendo-se a primeira parcela em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011.
<b>Taxa Inicial do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> da 2ª Série e da 3ª Série:</b>	O Procedimento de <i>Bookbuilding</i> da 2ª Série e da 3ª Série foi iniciado à Taxa DI + 2,25% ao ano.
<b>Repactuação e/ou Resgate Programados:</b>	Não haverá.

<b>Resgate Antecipado</b>	A Emissora terá a faculdade de, a seu exclusivo critério, e desde que após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, promover o resgate antecipado de parte ou da totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, no primeiro caso por meio de sorteio a ser realizado pelo Agente Fiduciário, com observância do disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série acrescido do Rendimento da 3ª Série, e acrescido de um prêmio, a ser calculado de acordo com os termos da Escritura de Emissão. As Debêntures da 1ª Série e as Debêntures da 2ª Série não estão sujeitas às regras programadas de resgate antecipado.
<b>Amortização Programada:</b>	O Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série será amortizado em 01.09.2009, 01.09.2010 e 01.09.2011, no percentual de 33,33%, 33,33% 33,34%, respectivamente. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série e das Debêntures da 3ª Série será amortizado em 01.09.2009, 01.09.2010 e 01.09.2011, no percentual de 33,33%, 33,33% 33,34%, respectivamente.
<b>Aquisição Facultativa:</b>	A Elektro poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures em circulação, por preço não superior ao seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento aplicável, calculado <i>pro rata temporis</i> , observando o disposto no parágrafo 2º, do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. As Debêntures objeto desse procedimento poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Elektro ou ser colocadas no mercado.
<b>Quorum de Deliberação em Assembleias Gerais de Debenturistas:</b>	Toda e qualquer matéria submetida à deliberação dos debenturistas deverá ser aprovada pelos votos favoráveis de, no mínimo, 75% das Debêntures em circulação, exceto pela alteração do prazo de vigência das Debêntures, das datas de amortização de principal e das disposições do Contrato de Cessão Fiduciária, que dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% das Debêntures em circulação. Alterações dos Rendimentos dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% das Debêntures em circulação da série a que se referir o Rendimento.
<b>Local de Pagamento:</b>	Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Elektro no dia de seu respectivo vencimento, utilizando-se os procedimentos adotados (i) pela CETIP, para as Debêntures registradas no SND, (ii) pela CBLIC, para as Debêntures registradas no Bovespa Fix ou (iii) pelo Banco Mandatário, para as Debêntures que não estiverem depositadas em custódia vinculada ao Bovespa Fix e/ou ao SND.

<b>Público Alvo:</b>	A Oferta será destinada ao público em geral, de acordo com o disposto na seção “Condições de Colocação da Oferta” deste Prospecto.
<b>Inadequação do Investimento:</b>	A Oferta não é adequada a investidores que necessitem de ampla liquidez em seus títulos, uma vez que o mercado secundário brasileiro para negociação de debêntures é restrito.
<b>Informações Adicionais:</b>	Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e a Oferta poderão ser obtidas junto à Elektro, aos Coordenadores e à CVM.

## INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA EMISSORA

### Informações Cadastrais

<b>Identificação.....</b>	A Elektro é uma sociedade por ações com registro de companhia aberta perante a CVM, inscrita no CNPJ/MF sob nº 02.328.280/0001-97, com seus atos constitutivos arquivados na JUCESP sob NIRE nº 353.001535-70
<b>Sede.....</b>	Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América, Cidade de Campinas, Estado de São Paulo
<b>Data de registro da Elektro na CVM como companhia aberta.....</b>	08 de julho de 1998
<b>Diretor de Relações com Investidores.....</b>	Sr. Rinaldo Pecchio Jr. Rua Ary Antenor de Souza, nº 321 Jardim Nova América – 13053-024 Campinas – São Paulo Tel.: (19) 3726-1090 Fax: (19) 3726-1560 E-mail: <a href="mailto:rinaldo.pecchio@elektro.com.br">rinaldo.pecchio@elektro.com.br</a>
<b>Atendimento aos acionistas.....</b>	O atendimento aos acionistas da Elektro é feito pelo Banco Itaú S.A. Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, 707 – 9º andar 04344-902 – São Paulo – SP At.: Sra. Aparecida Procópio Tel.: (11) 5029-1911 Fax: (11) 5029-1917 E-mail: <a href="mailto:aparecida.procopio@itau.com.br">aparecida.procopio@itau.com.br</a>
<b>Auditores Independentes.....</b>	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
<b>Acionista Controlador.....</b>	EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.
<b>Títulos e Valores Mobiliários Emitidos até 30 de junho de 2005.....</b>	Ações e debêntures da primeira emissão da Companhia (liquidadas integralmente em maio de 2005), cujas principais características encontram-se descritas neste Prospecto, na seção “Títulos e Valores Mobiliários Emitidos”.
<b>Jornais nos quais divulga Informações.....</b>	As informações referentes à Elektro são divulgadas no “Diário Oficial do Estado de São Paulo” e no jornal “Valor Econômico”, edição nacional
<b>E-mail e website para informações aos investidores e ao mercado.....</b>	<a href="mailto:rinaldo.pecchio@elektro.com.br">rinaldo.pecchio@elektro.com.br</a> <a href="http://www.elektro.com.br">www.elektro.com.br</a>

## **Introdução**

A Elektro é uma concessionária de serviços públicos e atua em negócios relacionados à distribuição de energia elétrica, abrangendo 223 municípios no Estado de São Paulo e 5 municípios no Estado do Mato Grosso do Sul.

A Elektro foi constituída em 6 de janeiro de 1998, durante o programa estadual de privatização da rede de distribuição de energia elétrica da CESP. Em 16 de julho daquele mesmo ano, o controle acionário da Emissora, que até então era do Governo do Estado de São Paulo, foi adquirido pela Enron, no leilão de privatização realizado na BOVESPA.

Na data deste Prospecto, a Elektro era controlada diretamente pelas empresas *holdings* EPC, ETB, PEIE e PEBFL, que conjuntamente detêm 99,68% do capital total e 99,97% do capital votante da Companhia. A EPC detém o bloco de controle com 64,55% do capital votante da Companhia.

Desde 31 de agosto de 2004, as *holdings* acima referidas são controladas indiretamente pela Prisma Energy, constituída no âmbito do Plano de Reorganização da Enron, aprovado pela Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque, com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América (para maiores informações sobre o Plano de Reorganização da Enron, vide seção “Histórico da Companhia – Reestruturação do Grupo Enron”).

Desde a privatização, a Elektro já investiu cerca de R\$ 810 milhões no País, direcionados, principalmente, para a expansão e modernização da sua rede de distribuição de energia elétrica. Em 2004, a Companhia fechou o ano com um faturamento bruto de R\$ 2,9 bilhões, venda de energia para Clientes Finais da ordem de 9.870 GWh, e energia transportada para Clientes Livres da ordem de 1.903 GWh, sendo a terceira maior distribuidora de energia elétrica do Estado de São Paulo e a sétima do Brasil, não incluindo as distribuidoras verticalizadas. No semestre encerrado em 30 de junho de 2005, a Companhia obteve um faturamento bruto de R\$ 1,7 bilhão, vendas de energia para Cliente Finais da ordem de 4.612 GWh, e energia transportada para Clientes Livres da ordem de 1.411 GWh.

## O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA

Em 30 de junho de 2005, a Emissora apresentava um endividamento líquido de R\$ 1.651,2 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 1.949,2 milhões e do saldo de disponibilidades de caixa de R\$ 298 milhões, sendo que 60% do endividamento total da Companhia era denominado em dólares norte-americanos. A estrutura de capital da Emissora em 30 de junho de 2005, está demonstrada no quadro abaixo:

Credor	Moeda	Vencimento	jun/2005
			Valor (*) (R\$ milhões)
Grupo Controlador:			
ETB: Obrigação cujo Principal é de US\$ 213 milhões	Dólar	dez/2012	578,0
PEBFL: Nota cujo Principal é de US\$ 250 milhões a 15% a.a.	Dólar	dez/2008	590,0
EPC, PEIE e ETB: Resgate de Ações	Real	jun/2005	517,3
ETB: Nota R\$ 21 milhões a IGP-M + 10% a.a.	Real	dez/2007	47,5
BNDES Finem	Real	nov/2006	48,2
BNDES Parcela A		dez/2005	55,4
BNDES CVA		jan/2006	59,6
Fundação Cesp	Real	nov/2017	40,8
Outros	Real	de abr/2007 à dez/2016	12,4
Dívida Total			1.949,2
Disponibilidades de Caixa			298,0
Dívida Líquida			1.651,2
Patrimônio Líquido			656,3
Prejuízos Acumulados			328,2

\* Valores contemplam o saldo das dívidas em 30 de junho de 2005, incluindo principal, juros incorridos e juros diferidos.

A Elektro e seu acionista controlador indireto, a Prisma Energy, analisaram alternativas e implementaram um processo de reestruturação de dívida e de capital na Companhia (“O Processo de Reestruturação Financeira”), visando os seguintes objetivos:

- Capitalizar a Elektro em cerca de R\$ 1.111,3 milhões por meio da conversão de certas dívidas inter-companhia em capital, possibilitando a absorção de prejuízos acumulados;
- Eliminar o risco cambial da Elektro vinculado às dívidas denominadas em dólar norte-americano; e
- Possibilitar que a Elektro tenha uma estrutura de capital auto-sustentável preservando a sua liquidez e facilitando o acesso aos mercados financeiros e de capitais quando necessário.

O Processo de Reestruturação Financeira foi discutido e acordado com a Prisma Energy, e seus termos foram aprovados pela ANEEL em 15 de março de 2005 e 13 de maio de 2005.

O Processo de Reestruturação Financeira contemplou as seguintes etapas:

- a) Absorção de prejuízo acumulado existente em 31 de dezembro de 2004 no valor de R\$ 624,5 milhões, através de redução de capital, com fundamento no artigo 173 da Lei das Sociedades por Ações, aprovado na Assembléia Geral de Acionistas realizada no dia 25 de julho de 2005.

- b) Capitalização da Elektro, conforme aprovado pela Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada no dia 17 de junho de 2005 e pela Assembléia Geral de Acionistas realizada no dia 25 de julho de 2005, no valor aproximado de R\$ 1.111,3 milhões, por meio das seguintes transações:
- (i) conversão do principal de dívida em moeda estrangeira da Companhia com a PEBFL, no valor de US\$ 250 milhões (equivalentes, em 25 de julho de 2005, a R\$ 594,0 milhões) em capital; e
  - (ii) conversão de dívida da Companhia com os acionistas ETB, EPC e PEIE em capital, no valor total de R\$ 517,3 milhões, referente ao saldo da operação de resgate de ações aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária da Elektro realizada em 03 de janeiro de 2001.

O preço de emissão das novas ações emitidas no âmbito da capitalização referida no item (b) acima foi de R\$ 4,4500 por lote de 1.000 ações dos quais R\$ 2,0713 foram destinados a formação de reserva de capital, nos termos do parágrafo único do artigo 14 da Lei das Sociedades por Ações. O preço de emissão das novas ações foi determinado de acordo com o valor do patrimônio líquido das ações em 31 de maio de 2005, nos termos do inciso I do parágrafo 1º do artigo 170 da Lei das Sociedades por Ações.

A capitalização contemplou a emissão de 249.726.682.703 novas ações, sendo 112.377.007.216 ações ordinárias e 137.349.675.487 ações preferenciais. O valor total atual do capital social da Elektro, após a capitalização, é de R\$ 954.056.552,16.

A tabela abaixo contém a descrição das operações envolvidas no aumento de capital da Elektro de 25 de julho de 2005:

<b>Credor</b>	<b>Descrição</b>	<b>Moeda</b>	<b>Valor (R\$ milhões)</b>
PEBFL	Principal da Nota de US\$ 250 milhões a 15% a.a.	Dólar	594,0
EPC, PEIE e ETB	Resgate de Ações	Real	517,3
Total da Capitalização			1.111,3

- c) Eliminação do risco cambial completada por meio do pagamento antecipado das seguintes dívidas em moeda estrangeira da Companhia:
- (i) pagamento no valor de US\$ 81,9 milhões, referentes à dívida de US\$ 250 milhões citada no item (b) acima, efetuado em 17 de junho de 2005; e
  - (ii) pagamento da obrigação da Companhia com a ETB de US\$ 245,4 milhões, que contempla (a) principal de US\$ 213,1 milhões, efetuado em julho de 2005, e (b) juros diferidos de US\$ 32,3 milhões, o qual se encontra em processo de aprovação pelo Banco Central do Brasil, com previsão de pagamento em outubro de 2005.
- d) Refinanciamento do pagamento antecipado à ETB por meio da emissão das Debêntures objeto da Oferta. Como forma de antecipar esse refinanciamento, a Emissora tomou o Empréstimo-Ponte com os Coordenadores em 04 de julho de 2005, no valor de R\$ 500 milhões, pelo prazo de 180 dias, prorrogáveis por 5 anos. Para maiores informações sobre o Empréstimo-Ponte, ver seção “Termos e Condições da Oferta – Relações da Emissora com os Coordenadores”.

Desta forma, a estrutura de capital da Elektro, após a conclusão do Processo de Reestruturação Financeira, e com base nos saldos de 31 de julho de 2005, apresenta a seguinte composição aproximada:

Valores em R\$ milhões		
<b>DÍVIDA</b>	<b>SALDO EM 31 DE JULHO DE 2005</b>	<b>SALDO EM 31 DE JULHO DE 2005 AJUSTADO (1)</b>
Grupo Controlador:		
ETB - em US\$: Juros Diferidos de US\$ 32 milhões da Obrigação de US\$ 213 milhões	77,3	-
PEBFL - em US\$: Juros Incorridos da Nota da US\$ 250 milhões a 15% a.a.	8,7	-
ETB - em R\$: Nota R\$ 21 milhões a IGP-M + 10% a.a.	47,8	47,8
Empréstimo-Ponte	506,0	-
Debêntures - Nova Emissão	-	750,0
BNDES Finem	45,5	45,5
BNDES Parcela A	46,6	46,6
BNDES CVA	56,1	56,1
Fundação CESP	39,5	39,5
Outros	12,1	12,1
Dívida Total	839,6	997,6
Patrimônio Líquido	1.328,8	1.328,8

(1) Ajustado para refletir o Processo de Reestruturação Financeira, considerando (i) o pagamento antecipado do saldo devedor (juros diferidos) da Dívida com a ETB, (ii) o saldo devedor (juros incorridos) da Dívida com a PEBFL, (iii) a aplicação dos recursos obtidos na Oferta, tendo em vista a emissão de Debêntures no valor de R\$750.000.000,00 e (iv) a quitação do Empréstimo-Ponte.

De acordo com o quadro acima, o Processo de Reestruturação Financeira trará os benefícios abaixo indicados para a Emissora, proporcionando a manutenção do foco da Companhia na sua atividade principal de distribuição de energia elétrica, com a melhoria no gerenciamento do seu risco financeiro:

- Diminuição do endividamento da Companhia de R\$ 1,9 bilhão em 30 de junho de 2005, para R\$ 1 bilhão em 31 de julho de 2005;
- Aumento do patrimônio líquido da Companhia de R\$ 656,3 milhões em 30 de junho de 2005, para R\$ 1,3 bilhão em 31 de julho de 2005; e
- Absorção de prejuízos acumulados da Companhia existentes em 31 de dezembro de 2004 no valor de R\$ 624,5 milhões.

Como decorrência da Reestruturação Financeira implementada, a Standard & Poor's elevou o rating corporativo da Elektro em 4 níveis, para brA.



## ESTRUTURA SOCIETÁRIA

### - Estrutura Societária Anterior à Reestruturação Financeira

Até 25 de julho de 2005, o controle da Elektro era exercido pela EPC, detida indiretamente pela Prisma Energy e que detinha, 46,61% de participação no capital social da Companhia. A tabela abaixo apresenta a composição do capital social da Companhia em 30 de junho de 2005:

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		TOTAL	
	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)
EPC	64.231.388.505	89,98%	-	0,00%	64.231.388.505	46,61%
PEIE	7.125.090.525	9,98%	-	0,00%	7.125.090.525	5,17%
ETB	-	0,00%	65.914.740.402	99,26%	65.914.740.402	47,84%
Outros	28.458.372	0,04%	492.184.187	0,74%	520.642.559	0,38%
<b>Total</b>	<b>71.384.937.402</b>	<b>100,00%</b>	<b>66.406.924.589</b>	<b>100,00%</b>	<b>137.791.861.991</b>	<b>100,00%</b>

### - Estrutura Societária Após a Reestruturação Financeira

Após a conclusão do aumento de capital da Emissora aprovado pela Assembléia Geral de Acionistas realizada em 25 de julho de 2005, no âmbito do Processo de Reestruturação Financeira (ver seção “O Processo de Reestruturação Financeira”), o controle da Elektro permaneceu sendo exercido pela EPC, detida indiretamente pela Prisma Energy. Ademais, após referida capitalização, a PEBFL passou a deter 34,45% de participação no capital social da Companhia.

Nos termos do parágrafo 2º do artigo 171 da Lei das Sociedades por Ações, através da Assembléia Geral de Acionistas de 25 de julho de 2005, ficou assegurado aos demais acionistas da Emissora o direito de preferência para subscrição de ações no aumento de capital aprovado, podendo ser exercido no prazo de trinta dias corridos, contados a partir de 26 de julho de 2005.

As importâncias pagas pelos acionistas que, durante este período, exerceram seu direito de preferência, foram entregues diretamente a ETB que, em contrapartida, transferiu aos acionistas subscritores as ações de emissão da Elektro que lhes eram devidas.

A tabela abaixo apresenta a composição do capital social da Elektro após 26 de agosto de 2005, que inclui também o exercício do direito de preferência dos demais acionistas da Companhia:

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		TOTAL	
	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)
EPC	118.620.960.790	64,55%	-	0,00%	118.620.960.790	30,61%
PEIE	13.158.443.300	7,16%	-	0,00%	13.158.443.300	3,40%
ETB	51.929.216.657	28,26%	69.070.938.437	33,90%	121.000.155.094	31,22%
PEBFL	-	0,00%	133.488.764.045	65,51%	133.488.764.045	34,45%
Outros	53.323.871	0,03%	1.196.897.594	0,59%	1.250.221.465	0,32%
<b>Total</b>	<b>183.761.944.618</b>	<b>100,00%</b>	<b>203.756.600.076</b>	<b>100,00%</b>	<b>387.518.544.694</b>	<b>100,00%</b>

## **INFORMAÇÕES SOBRE OS COORDENADORES**

A presente Emissão contará com a intermediação do Itaú BBA, na qualidade de instituição intermediária líder da Oferta, e também com a participação do Unibanco, na qualidade de coordenador.

### **Itaú BBA**

O Itaú BBA é o maior banco de atacado do Brasil, com ativos de R\$ 40,9 bilhões em março de 2005. É um banco detido pelo Grupo Itaú, que possui 95,75% do total de ações e 50% das ações ordinárias de emissão do Itaú BBA, sendo o restante detido por executivos do próprio Itaú BBA. O Itaú BBA se caracteriza pelo foco no atendimento aos clientes corporativos, com ênfase em crédito e operações estruturadas, atuando, assim, como banco corporativo e banco de investimento.

Em 2004, a área de mercado de capitais do Itaú BBA assessorou clientes na captação de recursos junto ao mercado local que totalizaram aproximadamente R\$ 4,9 bilhões em operações de debêntures e certificados de recebíveis imobiliários. Entre as principais emissões incluem-se as emissões de debêntures de Suzano Bahia Sul Papel e Celulose S.A., no valor de R\$ 500 milhões, Telemar Participações S.A., no valor de R\$ 150 milhões, e Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A., no valor de R\$ 180 milhões, todas lideradas pelo Itaú BBA. Destacam-se ainda as emissões de debêntures de Telecomunicações de São Paulo S.A. – Telesp, no valor de R\$ 1,5 bilhão, e Brasil Telecom S.A., no valor de R\$ 500 milhões. De acordo com o ranking ANBID de originação e distribuição de renda fixa de operações no mercado doméstico, base janeiro a novembro de 2004, o Itaú BBA ocupa o primeiro lugar, com uma participação de mercado de 24,7% e 24,5%, respectivamente.

Em 2005, entre as operações coordenadas pelo Itaú BBA destacam-se as debêntures de Cia. Itauleasing de Arrendamento Mercantil, no valor de R\$ 1,35 bilhão, Localiza Rent a Car S.A., no valor de R\$ 350 milhões, Vicunha Siderurgia S.A., no valor de R\$ 1,2 bilhão e Telesp Celular Participações S.A., no valor de R\$ 1,0 bilhão.

De acordo com o ranking ANBID de originação e distribuição de renda fixa de operações no mercado doméstico, base janeiro a maio de 2005, o Itaú BBA ocupa o primeiro lugar, com uma participação de mercado de 19,1% e 19%, respectivamente.

### **Unibanco**

Fundado em 1924, o Unibanco era, em 30 de junho de 2005, o terceiro maior banco privado brasileiro. Oferece uma ampla gama de produtos e serviços financeiros para uma diversificada base de clientes pessoa física e jurídica, de todos os segmentos de renda. Os negócios do Unibanco compreendem os segmentos de Varejo, Atacado, Seguros e Previdência e Gestão de Patrimônios. O Unibanco possui uma sólida posição de mercado em praticamente todas as áreas em que atua.

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

Com larga experiência em emissões de títulos no mercado de capitais brasileiro, o Unibanco coordenou operações de destaque nos últimos anos. Em 2004, o Unibanco participou de emissões de debêntures e notas promissórias que somaram mais de R\$ 3,5 bilhões, entre as quais foi

coordenador líder (i) da 12ª emissão de debêntures da Braskem S.A., no valor de R\$ 1,2 bilhão, (ii) do primeiro programa de valores mobiliários do mercado brasileiro, no valor de R\$ 1,5 bilhão, estruturado para CEMIG, e da 1ª emissão no âmbito desse programa, no valor de R\$ 400 milhões, (iii) da 2ª emissão de notas promissórias da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP, no valor de R\$ 130 milhões, e (iv) do programa de valores mobiliários da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP, no valor de R\$ 1,5 bilhão, e da 1ª emissão no âmbito desse programa, no valor de R\$ 600,0 milhões. Ainda em 2004, participou como coordenador das seguintes emissões (i) 2ª emissão de debêntures da Neoenergia S.A., no valor de R\$ 315 milhões, (ii) 4ª emissão de debêntures da América Latina Logística S.A. - ALL, no valor de R\$ 135 milhões, (iii) 1ª emissão de debêntures da Nova Dutra S.A., no valor de R\$ 180 milhões, (iv) 2ª emissão de debêntures da CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro no valor de R\$ 294 milhões, e (v) 4ª emissão de debêntures da Companhia Elétrica da Bahia S.A., no valor de R\$ 450 milhões.

No primeiro semestre de 2005, o Unibanco participou como coordenador das seguintes emissões (i) 8ª emissão de debêntures Simples da Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP, no valor de R\$ 120 milhões, (ii) 3ª emissão de debêntures da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ, no valor de R\$ 400 milhões, (iii) 7ª emissão de debêntures da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP, no valor de R\$ 300 milhões; (iv) 4ª emissão de debêntures da Companhia de Eletricidade do Paraná - COPEL, no valor de R\$ 400 milhões, (v) 1ª emissão de debêntures da Tractebel, no valor de R\$ 200 milhões; (vi) 5ª emissão de debêntures da Companhia Elétrica da Bahia S.A., no valor de R\$ 540 milhões; (vii) 2ª emissão de debêntures da Vicunha Siderurgia, no valor de R\$ 1,2 bilhão; (viii) 6ª emissão de debêntures da Telemar Participações, no valor de R\$ 150 milhões; e (ix) do Fundo de Direitos Creditórios da Cataguazes Leopoldina, no valor de R\$ 210 milhões. Ainda no primeiro semestre de 2005, foi coordenador líder das seguintes emissões (i) 8ª emissão de debêntures da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP, no valor de R\$ 700 milhões; (ii) 1ª emissão de debêntures da Companhia de Saneamento Paraná - SANEPAR, no valor de R\$ 50 milhões; e (iii) do programa de valores mobiliários da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo, no valor de R\$ 1,5 bilhão.

## **IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES**

Não obstante ao disposto abaixo, nos termos do Item 8 do Anexo III à Instrução CVM nº 400/03, quaisquer outras informações e/ou esclarecimentos sobre a Emissora e a Oferta poderão ser obtidas junto aos Coordenadores e à CVM, nos endereços a seguir indicados.

### **Administradores**

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

*Elektro Eletricidade e Serviços S.A.*  
Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América  
13053-024 – Campinas – SP

At.: Rinaldo Pecchio Jr., Diretor Financeiro e de Relações com Investidores  
Tel.: (19) 3726-1090  
Fax: (19) 3726-1560  
E-mail: rinaldo.pecchio@elektro.com.br

Para maiores informações sobre os administradores da Emissora, ver seção “Informações Relativas à Elektro – Composição do Capital – Administração” deste Prospecto.

### **Coordenadores**

#### **Coordenador Líder**

Quaisquer dúvidas e/ou outras informações sobre a Oferta e este Prospecto, inclusive para os fins previstos no artigo 33, parágrafo terceiro, inciso III, da Instrução CVM nº 400/03, poderão ser esclarecidas e obtidas perante o Sr. Eduardo Prado Santos, Oficial de Mercado de Capitais do Coordenador Líder, responsável pela Oferta, no seguinte endereço:

*Banco Itaú BBA S.A.*  
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, do 3º ao 8º andar  
04538-132 – São Paulo – SP

At.: Eduardo Prado Santos  
Tel.: (11) 3708-8717  
Fax: (11) 3708-8107  
E-mail: epsantos@itaubba.com.br

#### **Coordenador**

*Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.*  
Av. Eusébio Matoso, 891, 18º andar  
05423-180 – São Paulo – SP

At.: Glenn Mallett  
Tel.: (11) 3097-1213  
Fax: (11) 3097-4127  
E-mail: glenn.mallett@unibanco.com.br

### **Agente Fiduciário**

*Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.*  
Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205  
22640-100 – Rio de Janeiro – RJ

At.: Sr. Juarez Dias Costa  
Tel.: (21) 2493-7003  
Fax: (21) 2493-4746/4901  
E-mail: [agente@oliveiratrust.com.br](mailto:agente@oliveiratrust.com.br)

### **Instituição Depositária**

*Banco Itaú S.A.*  
Diretoria de Serviços para Mercado de Capitais  
Av. Eng. Armando de Arruda Pereira, nº 707, 9º andar  
04344-902 – São Paulo - SP

At.: Superintendência de Serviços para Empresas  
Tel.: (11) 5029-1317  
Fax: (11) 5029-1917

### **Consultor Legal da Emissora**

*Tozzini, Freire, Teixeira e Silva Advogados*  
R. Líbero Badaró, nº 293, 21º andar  
01009-907 - São Paulo - SP

At.: Antonio Felix de Araujo Cintra  
Tel.: (11) 3291-1000  
Fax: (11) 3291-1111  
E-mail: [afcindra@tozzini.com.br](mailto:afcindra@tozzini.com.br)

### **Consultor Legal dos Coordenadores**

*Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados*  
Alameda Joaquim Eugênio de Lima, nº 447  
01403-001 – São Paulo – SP

At.: José Eduardo Carneiro Queiroz/Marina Procknor  
Tel.: (11) 3147-7600  
Fax: (11) 3147-7770  
E-mail: [jeduardo@mattosfilho.com.br](mailto:jeduardo@mattosfilho.com.br)/[marina@mattosfilho.com.br](mailto:marina@mattosfilho.com.br)

### **Audidores Independentes**

A empresa responsável por revisar as demonstrações financeiras da Elektro referentes aos trimestres encerrados em 31 de março de 2005 e 30 de junho de 2005 foi a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. A empresa responsável por auditar as demonstrações financeiras da Emissora nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004, e pela revisão das demonstrações financeiras da Emissora no trimestre encerrado em 30 de junho de 2004 foi a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes.

Os auditores acima referidos podem ser contatados nos seguintes endereços:

*PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes*  
Av. José de Souza Campos, nº 243, 10º andar  
13025-320 – Campinas - SP

At.: Wander Teles  
Tel.: (19) 3794-5400  
Fax: (19) 3794-5454  
E-mail: wander.teles@br.pwc.com

*Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*  
Av. Dr. Carlos Grimaldi, 1.701, Sala 2B  
13091-908 – Campinas - SP

At.: José Carlos Amadi  
Tel.: (19) 3707-3000  
Fax: (19) 3707-3001  
E-mail: jamadi@deloitte.com

### **Exemplares do Prospecto**

Os investidores interessados em adquirir Debêntures no âmbito da Oferta poderão obter exemplares deste Prospecto nos seguintes endereços:

*Elektro Eletricidade e Serviços S.A.*  
Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América  
13053-024 - Campinas - SP  
Internet: [www.elektro.com.br](http://www.elektro.com.br)

*Coordenador Lider: Banco Itaú BBA S.A.*  
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3400, 4º andar  
04538-132 - São Paulo - SP  
Internet: [www.itaubba.com.br](http://www.itaubba.com.br)

*Coordenador: Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.*  
Av. Eusébio Matoso, nº 891, 18º andar  
05423-180 – São Paulo – SP  
Internet: [www.unibanco.com.br](http://www.unibanco.com.br)

*Comissão de Valores Mobiliários*  
Centro de Consulta da CVM-RJ  
Rua 7 de Setembro, 111, 5º andar  
20159-900 - Rio de Janeiro - RJ

Centro de Consulta da CVM-SP  
Rua Formosa, 367, 20º andar  
01049-000 - São Paulo - SP  
Internet: [www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)

*Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA*  
Rua XV de Novembro, nº 275, Centro  
01013-001 - São Paulo - SP  
Internet: [www.bovespa.com.br/rendafixa/DEB\\_Prospectos.asp](http://www.bovespa.com.br/rendafixa/DEB_Prospectos.asp)

*Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP*  
Av. República do Chile, nº 230 - 7º e 11º andares  
20031-170 - Rio de Janeiro - RJ

Rua Líbero Badaró, nº 425 - 24º andar  
01009-000 - São Paulo, SP  
Internet: [www.cetip.com.br](http://www.cetip.com.br)

## TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA

### Características e Prazos

Seguem abaixo os principais termos e condições das Debêntures, bem como as principais condições da Emissão. O potencial investidor deve ler todo o conteúdo do Prospecto antes de tomar uma decisão de investimento.

1. Características da Emissão comuns às Três Séries de Debêntures
  - 1.1. *Emissora.* Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
  - 1.2. *Autorizações Societárias.* Assembléias Gerais Extraordinárias e Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizadas em 31 de agosto de 2005, 07 de outubro de 2005 e 10 de outubro de 2005, respectivamente (ver seção “Anexos - Atos Societários da Emissora Relativos à Emissão” neste Prospecto).
  - 1.3. *Valor Total da Emissão.* R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais), na Data de Emissão.
  - 1.4. *Valor Nominal Unitário.* R\$ 10.000,00 (dez mil reais) na Data de Emissão (“Valor Nominal Unitário”).
  - 1.5. *Quantidade de Debêntures e Número de Séries.* Serão emitidas 75.000 (setenta e cinco mil) Debêntures. A Emissão será realizada em três séries, sendo 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures da 1ª Série, 18.750 (dezoito mil, setecentas e cinquenta) Debêntures da 2ª Série e 18.750 (dezoito mil, setecentas e cinquenta) Debêntures da 3ª Série.
  - 1.6. *Forma.* As Debêntures terão a forma escritural, nominativa, sem a emissão de cautelas ou certificados. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da conta de depósito emitido pela instituição responsável pela escrituração das Debêntures. 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 das Debêntures e, para as Debêntures custodiadas na CBLC, será expedido por esta relatório indicando a titularidade das Debêntures que estiverem custodiadas na CBLC.
  - 1.7. *Conversibilidade.* As Debêntures não serão conversíveis em ações de emissão da Elektro.
  - 1.8. *Espécie.* As Debêntures serão da espécie quirografária com garantia adicional de cessão fiduciária de direitos creditórios da Companhia, a ser constituída nos termos do item 1.16 abaixo.
  - 1.9. *Limite.* O capital social da Emissora era, na Data de Emissão, de R\$ 954.056.552,16, estando, portanto, atendido o limite de emissão previsto no artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações.
  - 1.10. *Data de Emissão.* Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será o dia 1º de setembro de 2005 (“Data de Emissão”).
  - 1.11. *Local de Pagamento.* Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Emissora no dia de seu respectivo vencimento, utilizando-se os procedimentos adotados (i) pela CETIP, para as Debêntures registradas no SND, (ii) pela CBLC, para as Debêntures registradas no Bovespa Fix ou (iii) pelo Banco Itaú, na qualidade de Banco Mandatário, para as Debêntures que não estiverem depositadas ou registradas em custódia vinculada ao Bovespa Fix e/ou ao SND.
  - 1.12. *Prorrogação dos Prazos.* Considerar-se-ão automaticamente prorrogados até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da Escritura de Emissão, quando a data de tais pagamentos coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

- 1.13. *Encargos Moratórios.* Ocorrendo atraso imputável à Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso, independentemente de qualquer aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, ficarão sujeitos a multa moratória de 2% e juros de mora *pro rata temporis* de 1% ao mês, ambos incidentes sobre os valores em atraso devidamente acrescidos dos Rendimentos desde a data de inadimplemento até a data do seu efetivo pagamento.
- 1.14. *Mora do debenturista.* Sem prejuízo do disposto no item 1.13 acima, 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 qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, assegurados, todavia, os direitos adquiridos até a data do seu respectivo vencimento.
- 1.15. *Rendimentos.* Na ocorrência de desenquadramento de quaisquer limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1 da Escritura de Emissão, os Rendimentos das Debêntures, conforme definidos na Escritura de Emissão, serão automaticamente elevados, desde a ocorrência do evento até a sua correção, em 0,5% a.a., para as 3 séries. Tão logo a Emissora providencie o reenquadramento dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1 da Escritura de Emissão, o acréscimo nos Rendimentos das Debêntures de que trata este item deixará de ser aplicado a partir da data do referido reenquadramento. Na hipótese de qualquer dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1 da Escritura de Emissão permanecer desenquadrado por prazo superior a 12 meses contados de sua ocorrência, aplicar-se-á o disposto em referida Cláusula 8.1 da Escritura de Emissão.
- 1.16. *Garantia Adicional.* Os pagamentos relativos às Debêntures serão garantidos por meio do Contrato de Cessão Fiduciária, celebrado entre a Emissora, o Agente Fiduciário e o Banco Itaú, na qualidade de Banco Mandatário, em observância ao disposto no artigo 66-B da Lei nº 4.728/65, com a nova redação dada pelo artigo 55 da Lei nº 10.931/04 (ver seção “Anexos - Contrato de Cessão Fiduciária”).

O Contrato de Cessão Fiduciária garante a dívida composta por todas as obrigações principais e acessórias, presentes e futuras, assumidas pela Elektro nos termos da Escritura de Emissão, incluindo sem limitação, (a) o montante principal, na Data de Emissão, de R\$ 750.000.000,00, referentes às Debêntures, com vencimento em 01.09.2011, (b) o Rendimento das Debêntures, e (c) quaisquer comissões, despesas, multas, encargos e demais custos previstos no Contrato de Cessão Fiduciária e na Escritura de Emissão, (os valores referidos nos itens (a), (b) e (c) acima, as “Dívidas Garantidas”), a serem pagas pela Elektro no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP e da CBLC, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na CBLC ou por meio do Banco Mandatário, conforme previsto na Escritura de Emissão.

Nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária, a fim de garantir o cumprimento das Dívidas Garantidas, a Elektro cedeu e transferiu fiduciariamente ao Agente Fiduciário a titularidade dos direitos creditórios a seguir identificados:

a) todos os direitos ou direitos creditórios, atuais ou futuros, detidos e a serem detidos pela Emissora contra o Banco do Brasil S.A., a Caixa Econômica Federal e Banco Itaú S.A. (“Banco Depositários”), conforme o caso, relativos (i) aos recursos mantidos em depósito nas Contas Correntes e nas Contas de Arrecadação (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária), mantidas pela Emissora junto aos Bancos Depositários; (ii) aos recursos relativos às Aplicações Financeiras (conforme definido no Contrato de Cessão Fiduciária) e (iii) a todo e qualquer ganho ou receita financeira deles decorrentes, durante o prazo de vigência do Contrato de Cessão Fiduciária e, em qualquer caso, independentemente de onde se encontrarem, inclusive enquanto em trânsito ou em processo de compensação bancária; e



b) todos os direitos a quaisquer pagamentos de indenização a serem efetuados pela ANEEL à Emissora, na hipótese de extinção da concessão outorgada à Emissora, nos termos do Contrato de Concessão. A eficácia da cessão fiduciária dos direitos de indenização de que trata este item está condicionada, de acordo com o artigo 121 e seguintes do Código Civil Brasileiro, à extinção do Contrato de Caução celebrado entre ETB, Elektro, Intesa e Banco Itaú S.A. em 05 de dezembro de 2002.

A fim de cumprir com o disposto acima, a Elektro comprometeu-se a transferir diariamente para uma conta corrente de sua titularidade mantida junto ao Banco Mandatário a totalidade dos recursos depositados nas contas de arrecadação do fornecimento de energia elétrica, listadas no Contrato de Cessão Fiduciária, no valor mínimo mensal de R\$ 60.000.000,00 (ver seção “Anexos - Contrato de Cessão Fiduciária”); e a notificar a ANEEL da cessão fiduciária dos direitos a pagamentos de indenização mencionados no item (b) acima. Com base na arrecadação e na receita líquida da Elektro em 30 de junho de 2005, o valor mínimo mensal de R\$ 60.000.000,00 estabelecido no Contrato de Cessão Fiduciária representaria, aproximadamente 30% da receita operacional líquida da Emissora.

O valor dos direitos cedidos fiduciariamente, nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária, pode não ser suficientes para garantir o valor total da Emissão.

1.17. *Publicidade.* Todos os atos e decisões destinados aos debenturistas deverão ser obrigatoriamente comunicados, na forma de avisos, nos jornais “Diário Oficial do Estado de São Paulo” e “Valor Econômico”, edição nacional, devendo a Emissora avisar o Agente Fiduciário da realização de qualquer publicação até 5 dias úteis antes da sua ocorrência.

1.18. *Cronograma das Etapas da Oferta.*

<u>Publicação de Aviso ao Mercado</u>	O pedido de registro da Oferta perante CVM foi objeto de Aviso ao Mercado, publicado no dia 29 de agosto de 2005 no jornal “Valor Econômico”, edição nacional e no Diário Oficial do Estado de São Paulo, nos termos do artigo 53 da Instrução CVM nº 400/03.
---------------------------------------	---

<u>Apresentações a Investidores</u>	A Emissora e os Coordenadores realizaram apresentações a investidores sobre a Oferta, nos dias 01 e 02 de setembro de 2005.
-------------------------------------	---

<u>Procedimento de Bookbuilding</u>	Como etapa do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , nos termos do artigo 44 da Instrução CVM nº 400/03, foi realizada apresentação da Emissora e a divulgação do Prospecto para coleta de intenções de potenciais investidores nos dias 1 e 2 de setembro de 2005. O Procedimento de <i>Bookbuilding</i> ocorreu em 10 de outubro de 2005, sendo que os resultados apurados foram ratificados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 10 de outubro de 2005.
-------------------------------------	--

<u>Início da Oferta</u>	A Oferta, devidamente registrada perante a CVM, terá início após a publicação do Anúncio de Início.
-------------------------	---

<u>Prazo de Colocação</u>	Até 2 dias úteis, a partir da publicação do Anúncio de Início.
---------------------------	--

<u>Manifestação de aceitação da Oferta pelos investidores</u>	Iniciada a Oferta, os investidores interessados em adquirir Debêntures no âmbito da Oferta poderão adquiri-las por meio da assinatura dos respectivos boletins de subscrição. As Debêntures da 1ª Série poderão ser adquiridas separadamente. Com relação às Debêntures da 2ª e da 3ª Séries, somente serão atendidos pedidos de subscrição de investidores que apresentarem pedidos em quantidades iguais de Debêntures da 2ª Série e das Debêntures da 3ª Série.
---	--

<u>Público Alvo</u>	As Debêntures serão colocadas perante o público investidor em geral.
<u>Subscrição e Integralização das Debêntures</u>	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, ou seja, do Preço de Integralização, deverá ser realizado à vista, em moeda corrente nacional e não serão emitidos certificados representativos das Debêntures.
<u>Restituição de Valores nos termos dos artigos 30 e 31 da Instrução CVM nº 400/03</u>	Na hipótese de não conclusão da Oferta, por qualquer motivo, os investidores que já tiverem subscrito e integralizado Debêntures receberão os montantes utilizados na integralização de Debêntures no prazo a ser indicado no Anúncio de Início, deduzidos dos encargos e tributos devidos, sem qualquer remuneração.
<u>Modificação ou Revogação da Oferta</u>	O Coordenador Líder divulgará imediatamente, aos investidores, notícia sobre eventual modificação ou revogação da Oferta, por meio dos mesmos meios utilizados para divulgação do Anúncio de Início.
<u>Prazo para manifestação de aceitação da Oferta pelos investidores, na hipótese de modificação das condições da Oferta</u>	Na hipótese de modificação das condições da Oferta, os investidores que já tiverem aderido à Oferta terão que confirmar seu interesse em manter a sua aceitação da Oferta no prazo de 5 dias úteis contados do recebimento da comunicação do Coordenador Líder. A manutenção da aceitação da Oferta será presumida em caso de silêncio.
<u>Prazo para restituição de valores aos investidores na hipótese de modificação ou revogação da Oferta</u>	Em caso de (i) modificação da Oferta e o investidor não aceitar essa modificação ou (ii) revogação da Oferta, os montantes eventualmente entregues pelos investidores na subscrição e integralização de Debêntures serão integralmente restituídos aos respectivos investidores, no prazo de 5 dias úteis contados da manifestação do investidor, sem qualquer remuneração ou atualização, deduzidos dos encargos e tributos devidos.
<u>Prazo e Forma para venda, pelos Coordenadores e demais instituições consorciadas que eventualmente aderirem ao Contrato de Distribuição, das Debêntures por eles adquiridas no âmbito da Oferta no caso de exercício da garantia firme</u>	Os Coordenadores e as demais instituições financeiras que eventualmente aderirem ao Contrato de Distribuição na qualidade de instituições consorciadas poderão, a qualquer momento após a liquidação da Oferta e até a Data de Vencimento, revender as Debêntures subscritas no mercado, a qualquer tempo, pelo preço de mercado vigente à época. A venda das Debêntures aqui mencionada deverá ser efetuada respeitada a regulamentação aplicável.
<u>Divulgação do Resultado da Oferta</u>	O resultado da Oferta será divulgado ao término da Oferta, por meio da publicação do Anúncio de Encerramento nos jornais utilizados pela Emissora para efetuar as suas publicações de forma a cumprir com o disposto na Lei das Sociedades por Ações e na regulamentação da CVM.

- 1.19. *Assembléia Geral de Debenturistas.* Toda e qualquer matéria submetida à deliberação dos debenturistas deverá ser aprovada pelos votos favoráveis de, no mínimo, 75% das Debêntures em circulação, exceto pela alteração do prazo de vigência das Debêntures, das datas de amortização de principal e das disposições do Contrato de Cessão Fiduciária, que dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% das Debêntures em circulação. Alterações dos Rendimentos dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% das Debêntures em circulação da série a que se referir o Rendimento.
- 1.20. *Imunidade dos Debenturistas.* Caso qualquer debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar à Emissora e/ou ao Banco Itaú, no prazo mínimo de 10 dias úteis antes da data prevista para recebimento de pagamentos referentes às Debêntures, documentação comprobatória da referida imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus pagamentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.
- 1.21. *Hipóteses de Vencimento Antecipado das Debêntures.* São considerados eventos de vencimento antecipado das Debêntures as seguintes ocorrências, independentemente de qualquer aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial à Elektro (“Eventos de Inadimplemento”):
- (a) liquidação, pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Elektro e/ou suas controladas (exceto pela liquidação da controlada TIL);
  - (b) ocorrência de qualquer ato de falência ou procedimento análogo que venha a ser criado por lei (conforme definido em lei) em relação à Elektro e/ou suas controladas;
  - (c) não pagamento, pela Companhia, de qualquer parcela do Valor Nominal Unitário, Rendimentos ou quaisquer outros valores devidos aos titulares de Debêntures, nas respectivas Datas de Vencimento;
  - (d) protestos legítimos e reiterados de títulos contra a Companhia ou suas controladas que não sejam sanados no prazo de 72 horas, cujo valor, em conjunto, seja superior a R\$ 25.000.000,00, à exceção do protesto efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Companhia;
  - (e) descumprimento pela Companhia de toda e qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão e no Contrato de Cessão Fiduciária, não sanado dentro do prazo de 15 dias corridos contados da data da ocorrência do evento, exceto quando houver previsão de período de cura específico para tal descumprimento ou configurar vencimento antecipado automático, conforme Cláusula 8.5. da Escritura de Emissão;
  - (f) a Companhia e/ou suas controladas deixarem de pagar qualquer obrigação pecuniária em valor unitário ou agregado igual ou superior a R\$ 25.000.000,00, ou seu contra-valor em outras moedas, se tal inadimplemento não for sanado no prazo de cura aplicável a tal pagamento ou se o prazo para pagamento não for prorrogado de comum acordo entre as partes, prorrogação esta que deve estar devidamente comprovada e documentada pela Companhia e que não poderá caracterizar vencimento antecipado das respectivas obrigações;
  - (g) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida pecuniária da Companhia e/ou suas controladas, cujo valor, unitário ou agregado, seja igual ou superior a R\$ 35.000.000,00 ou seu contra-valor em outras moedas;
  - (h) se a Companhia deixar de deter, por qualquer motivo, a concessão conforme previsto no Contrato de Concessão ou na legislação;

- (i) as declarações e garantias prestadas pela Companhia na Cláusula 12.1. da Escritura de Emissão e/ou no Contrato de Cessão Fiduciária forem descumpridas e/ou provarem-se substancialmente falsas, incorretas, incompletas ou enganosas;
- (j) caso a Companhia transfira ou por qualquer forma ceda ou prometa ceder a terceiros os direitos e obrigações que respectivamente adquiriu e assumiu na Escritura de Emissão e no Contrato de Cessão Fiduciária, sem a prévia anuência do Agente Fiduciário, como representante dos debenturistas;
- (k) desapropriação, confisco ou qualquer outra medida de qualquer entidade governamental brasileira que resulte na perda da propriedade ou posse direta de parte substancial de seus ativos ou na incapacidade de gestão de seus negócios, pela Companhia ou suas controladas, desde que tal desapropriação, confisco ou outra medida afete substancialmente a capacidade de pagamento da Elektro de suas obrigações relativas às Debêntures;
- (l) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Elektro ou suas controladas, em valor unitário ou agregado superior a R\$ 25.000.000,00, ou seu contra-valor em outras moedas no prazo de até 30 dias contados da data estipulada para pagamento;
- (m) transferência do controle acionário/societário, direto ou indireto, da Elektro ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% das Debêntures em circulação, exceto (i) quando realizada dentro do "grupo de controle da Elektro", que fica definido como sendo o conjunto das sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Prisma Energy, ou (ii) pela transferência do controle acionário/societário da Prisma Energy;
- (n) a deliberação ou a distribuição de dividendos e pagamentos de juros sobre capital próprio para os acionistas da Companhia em montante superior a 110% do lucro líquido ajustado da Companhia (após dedução da reserva legal de 5%);
- (o) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o patrimônio líquido da Companhia seja superior a 0,80 por prazo igual ou superior a 12 meses. Considera-se “Endividamento Financeiro Líquido”, para os fins da Escritura de Emissão, o endividamento financeiro deduzido do saldo de caixa e das disponibilidades financeiras da Companhia (incluindo valores empenhados), excluídos: (i) o financiamento obtido do BNDES por meio do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 02.2.057.3.1, datado de 07 de fevereiro de 2002, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, referente à reposição das perdas com o racionamento de energia de 2001 (“Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001”); (ii) o financiamento obtido do BNDES através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 03.2.568.3.1, datado de 23 de outubro de 2003, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica - CVA - Conta das Variações da Parcela A (“Financiamento referente à CVA”); (iii) os empréstimos setoriais concedidos e a serem concedidos pela ELETROBRÁS (“Empréstimos da ELETROBRÁS”) e (iv) o Instrumento Particular de Assunção Parcial de Obrigações de Ajuste de Reservas e Confissão de Dívidas existentes entre a CESP - Companhia Energética de São Paulo e a Fundação CESP, pela Elektro Eletricidade e Serviços S.A. e Outras Avenças, datado de 26 de junho de 1998 (“Dívida com a Fundação CESP”);

- (p) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o EBITDA da Companhia seja superior a 2,5 por prazo igual ou superior a 12 meses. Considera-se “EBITDA”, para os fins da Escritura de Emissão, o somatório do resultado antes de deduzidos (i) o imposto de renda e contribuição social, (ii) a depreciação e as amortizações, inclusive a amortização do ágio pago na aquisição da Companhia, (iii) as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras, (iv) os resultados de participações societárias e (v) o resultado não operacional;
- (q) caso a relação entre Endividamento Financeiro de Curto Prazo e o Endividamento Financeiro Total da Companhia seja superior a 0,30 por prazo igual ou superior a 12 meses. Considera-se “Endividamento Financeiro Total”, para fins da Escritura de Emissão, o endividamento financeiro da Companhia excluídos: (i) Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001, (ii) o Financiamento referente à CVA, (iii) Empréstimos da ELETROBRÁS e (iv) Dívida com a Fundação CESP. Considera-se o “Endividamento Financeiro de Curto Prazo”, para fins da Escritura de Emissão, o saldo do Endividamento Financeiro Total cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 meses, excluída a parcela do saldo da Oferta de Debêntures cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 meses;
- (r) caso a relação entre o EBITDA e as Despesas Financeiras Líquidas seja inferior a (i) 2,5 para o exercício de 2005 ou (ii) 3,0 para os demais exercícios por prazo igual ou superior a 12 meses. Considera-se “Despesas Financeiras Líquidas”, para os fins da Escritura de Emissão, as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras. As despesas financeiras excluem aquelas associadas (i) ao Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001; (ii) ao Financiamento referente à CVA; (iii) aos Empréstimos da ELETROBRÁS; (iv) à Dívida com a Fundação CESP; (v) ao PIS / COFINS sobre receita financeira; (vi) à Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF; (vii) aos Juros sobre Capital Próprio; (viii) à variação cambial sobre as compras de energia de Furnas / Itaipu e (ix) à amortização da variação cambial diferida;
- (s) mudança do objeto social da Companhia ou realização de qualquer negócio fora do objeto social da Companhia, exceto quando determinadas pela ANEEL ou pela legislação aplicável;
- (t) a redução do capital social da Companhia;
- (u) o Contrato de Cessão Fiduciária (a) for objeto de questionamento judicial, anulação ou rescisão, de maneira que afete o cumprimento de quaisquer obrigações previstas na Escritura de Emissão e/ou no Contrato de Cessão Fiduciária, desde que as garantias não sejam satisfatoriamente substituídas, a critério dos debenturistas representando 75% das Debêntures em circulação, pela Elektro no prazo de até 30 dias contados do recebimento de notificação escrita neste sentido; (b) não for devidamente constituído; (c) for anulado; ou (d) de qualquer forma, deixar de existir ou for rescindido;
- (v) caso a Elektro celebre qualquer tipo de acordo ou contrato pelo qual qualquer espécie de receitas ou lucros da Elektro seja dividida com ou atribuída a qualquer pessoa, exceto em decorrência de determinação da ANEEL ou programas de participação nos lucros e resultados instituídos em benefício de empregados e/ou administradores da Elektro nos termos da lei;
- (x) caso a Emissora venda, ceda, alugue ou de qualquer forma aliene a totalidade ou parte relevante de seus ativos operacionais, seja em uma única transação ou em uma série de transações, relacionadas ou não, em valor superior a 2% do seu capital social; e
- (z) a ocorrência simultânea de 2 ou mais dos eventos previstos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) deste item 1.21, independentemente do período durante o qual se verifique a ocorrência de tais eventos.

Na hipótese de ocorrência de quaisquer dos Eventos de Inadimplemento referidos acima serão adotados os procedimentos descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão.

2. Características das Debêntures da Primeira Série

2.1. *Quantidade.* Serão emitidas 37.500 Debêntures da 1ª Série.

2.2. *Prazo e Data de Vencimento.* O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série será de 6 anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01 de setembro de 2011, data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 1ª Série eventualmente devido, em moeda corrente, nos termos da Escritura de Emissão.

2.3. *Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal.* O Valor Nominal Unitário Atualizado (conforme definido no item 2.4.1 abaixo) das Debêntures da 1ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir (“Amortização das Debêntures da 1ª Série”):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

2.4. *Rendimento.* A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 1ª Série farão jus ao seguinte rendimento, composto pela Atualização (conforme definida no item 2.4.1 abaixo) e pelos Juros Remuneratórios da 1ª Série (conforme definido no item 2.4.3 abaixo) (“Rendimento da 1ª Série”):

2.4.1. *Atualização.* As Debêntures da 1ª Série terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado (a “Atualização”) a partir da Data de Emissão, pela variação percentual do IGP-M, apurada e divulgada pela FGV (“Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série”), sendo o produto da Atualização incorporado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série automaticamente, de acordo com a seguinte fórmula:

$$VNa = VNe \times \left\{ \left[ \frac{IGP - M_1}{IGP - M_0} \right]^{\frac{dup_1}{dut_1}} \times \left[ \frac{IGP - M_2}{IGP - M_1} \right]^{\frac{dup_2}{dut_2}} \times \dots \times \left[ \frac{IGP - M_n}{IGP - M_{n-1}} \right]^{\frac{dup_n}{dut_n}} \right\}$$

onde:

**VNa** é o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

**VNe** é o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série (conforme definido no item 2.4.3 abaixo), informado/calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

**IGP-M0** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de início de atualização;

**IGP-M1** é o valor do número índice do IGP-M do mês de início de atualização;

**IGP-M2** é o valor do número índice do IGP-M do mês subsequente ao mês de início de atualização;

**IGP-Mn** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de atualização até a data de aniversário da Debênture da 1ª Série. Após a data de aniversário, valor do número índice do IGP-M do mês de atualização;

**IGP-Mn-1** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês “n”;

**dup** é o número de dias úteis da última data base até a data de atualização, sendo dup um número inteiro;

**dut** é o número de dias úteis contidos entre a última e a próxima data base, sendo dut um número inteiro.

Para efeitos das definições indicadas acima, consideram-se “datas de aniversário” as datas correspondentes ao primeiro dia útil de cada mês, e “data base” o primeiro dia útil de cada mês.

O número índice do IGP-M deverá ser utilizado considerando-se idêntico número de casas decimais daquele divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.

A aplicação do IGP-M incidirá anualmente, ou no menor período permitido pela legislação em vigor.

2.4.1.1. Se, na data de vencimento de quaisquer obrigações pecuniárias da Emissora relativas às Debêntures da 1ª Série não houver divulgação do IGP-M, será aplicado o último número índice do IGP-M divulgado, calculado *pro rata temporis*, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os titulares de Debêntures da 1ª Série quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável. Se a não divulgação do IGP-M for superior ao prazo de 10 dias consecutivos, aplicar-se-á o disposto nos itens abaixo quanto à definição dos novos parâmetros da Atualização das Debêntures da 1ª Série.

2.4.1.2. No caso de extinção, ausência de apuração e/ou divulgação por mais de 10 dias consecutivos após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou impossibilidade legal de aplicação do IGP-M às Debêntures da 1ª Série, o Agente Fiduciário deverá, no prazo máximo de 5 dias contados (i) do primeiro dia em que o IGP-M não tenha sido divulgado pelo prazo superior a 10 dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia em que o IGP-M não possa ser utilizado por proibição legal ou judicial, convocar a Assembléia Geral de titulares de Debêntures da 1ª Série para a deliberação, de comum acordo com a Emissora, observada a Decisão Conjunta BCB/CVM nº 13/03 e/ou regulamentação aplicável, do novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série, dentre aqueles que melhor refletirem a inflação do período. O *quorum* necessário para definição do novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário aplicável às Debêntures da 1ª Série deverá ser composto por debenturistas que representem, no mínimo, 75% do total das Debêntures da 1ª Série em circulação.

2.4.1.3. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série entre a Emissora e os debenturistas da 1ª Série representando, no mínimo, 75% do total das Debêntures da 1ª Série em circulação, a Emissora optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a Emissora a comunicar por escrito ao Agente Fiduciário, no prazo de 15 dias contados a partir da data de realização da respectiva Assembléia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

(i) a Emissora poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 1ª Série em circulação, com o seu seqüente cancelamento, no prazo de 30 dias contados da data da realização da respectiva Assembléia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente (a) ao saldo de seu Valor Nominal Unitário Atualizado e (b) aos Juros Remuneratórios da 1ª Série, devidos até a data do efetivo resgate, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento de Juros da 1ª Série, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo da Atualização aplicável às Debêntures a serem resgatadas, será utilizado o último IGP-M divulgado oficialmente, acrescido dos Juros Remuneratórios da 1ª Série; ou

(ii) a Emissora poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 1ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela Emissora, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 1ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida no item 2.4.3 abaixo (ou seja, o pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série deverá ser, no máximo, anual); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 1ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série

superior a (b1) 66,67% até 01.09.2009, (b2) 33,34% até 01.09.2010 e (b3) 0% até a Data de Vencimento e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 1ª Série, será utilizado o parâmetro de Atualização definido pelos debenturistas e apresentado à Emissora na referida Assembléia Geral de debenturistas.

2.4.2. A Atualização será paga juntamente com o Valor Nominal Unitário, exclusivamente (i) nas datas de Amortização das Debêntures da 1ª Série, conforme definido acima, (ii) na Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série e/ou (iii) nas datas em que sejam realizadas eventuais amortizações e/ou resgates antecipados das Debêntures.

2.4.3. *Juros.* As Debêntures da 1ª Série renderão juros correspondentes à taxa percentual fixa ao ano de 11,80%, base 252 dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis de acordo com a fórmula prevista abaixo (os “Juros Remuneratórios da 1ª Série”). A taxa percentual referida acima foi definida no Procedimento de *Bookbuilding*.

Define-se Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 1ª Série imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 1ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. Os Juros Remuneratórios da 1ª Série correspondentes aos Períodos de Capitalização das Debêntures da 1ª Série serão devidos em 01.09.2006, 01.09.2007, 01.09.2008, 01.09.2009, 01.09.2010 e 01.09.2011 (referidas datas de pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série, as “Datas de Pagamento de Juros da 1ª Série”).

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 1ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = \{VNa \times [FatorJuros - 1]\}$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 1ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 casas decimais sem arredondamento;

**VNa** = Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

**FatorJuros** = Fator de juros fixos calculados com 9 casas decimais, com arredondamento, de acordo com a seguinte fórmula:

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

onde:

**taxa** = 11,80%, conforme definida no Procedimento de *Bookbuilding*;

**n** = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo “n” um número inteiro;



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

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

Observações:

1) Os fatores resultantes da expressão 
$$\left[ \frac{\text{IGP} - M_n}{\text{IGP} - M_{n-1}} \right]^{\frac{\text{dias}}{\text{ano}}}$$
 são considerados com 8 casas decimais sem arredondamento;

2) O produtório é executado a partir do fator mais recente, acrescentando-se, em seguida, os mais remotos. Os resultados intermediários são calculados com 16 casas decimais, sem arredondamento.

- 2.5. *Preço de Subscrição e Integralização.* O preço de subscrição das Debêntures da 1ª Série será o seu Valor Nominal Unitário Atualizado acrescido do Rendimento da 1ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de integralização (exclusive).

Caso, até a data de integralização das Debêntures, não haja divulgação do IGP-M, será utilizado para cálculo do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série a última projeção de IGP-M da ANDIMA, disponível no site [www.andima.com.br](http://www.andima.com.br), ou na sua falta o último IGP-M oficialmente divulgado, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os debenturistas da 1ª Série quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável.

A integralização das Debêntures da 1ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis a CETIP e/ou à CBLC, conforme o caso.

- 2.6. *Resgate Antecipado.* Além do resgate de que trata o item 2.4.1.3 acima, não será permitido o resgate antecipado das Debêntures da 1ª Série.

### 3. Características das Debêntures da Segunda Série

- 3.1. *Quantidade.* Serão emitidas 18.750 Debêntures da 2ª Série.

- 3.2. *Prazo e Data de Vencimento.* O prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série será de 6 anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01 de setembro de 2011, data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 2ª Série (conforme definido no item 3.4 abaixo) eventualmente devido, em moeda corrente, nos termos da Escritura de Emissão.

- 3.3. *Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal.* O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir (“Amortização das Debêntures da 2ª Série”):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

- 3.4. *Rendimento.* A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 2ª Série farão jus ao seguinte rendimento descrito abaixo, formado pelos Juros Remuneratórios da 2ª Série (conforme definido no item 3.4.2. abaixo) (“Rendimento da 2ª Série”):

3.4.1. *Atualização.* O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série não será atualizado.

3.4.2. *Juros.* As Debêntures da 2ª Série renderão juros correspondentes à acumulação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,65%, definido no Procedimento de *Bookbuilding*, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série (conforme definido na alínea “a” abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo (os “Juros Remuneratórios da 2ª Série”).

(a) define-se “Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série” como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data da Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 2ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 2ª Série em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011 (cada, uma “Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série”); e

(b) as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série.

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 2ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = \{VNe \times [(FatorDI \times FatorSpread) - 1]\}$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 2ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, calculado com 6 casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 2ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, informado/calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula:

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

onde:

$n_{DI}$  = número total de taxas DI Over, sendo “ $n_{DI}$ ” um número inteiro;

$TDI_k$  = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 casas decimais com arredondamento;

$$TDI_k = \left( \frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{d_k}{252}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

$DI_k$  = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 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;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 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** = 1,65%, conforme definido no Procedimento de *Bookbuilding*;

**n** = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo “n” um número inteiro;

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

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

Observações:

- 1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.
- 2) O fator resultante da expressão  $[(1 + TDI_k)]$  é considerado com 16 casas decimais sem arredondamento.
- 3) Efetua-se o produtório dos fatores diários  $[(1 + TDI_k)]$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.
- 4) Considera-se o resultado da multiplicação (“Fator DI” x “FatorSpread”) com 9 casas decimais, com arredondamento.

3.4.2.1. No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista no item 3.4.2 acima, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread* de 1,65%, se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

3.4.2.2. Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o Agente Fiduciário deverá, no prazo máximo de 5 dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 dias consecutivos ou (i) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 2ª Série para definir, de comum acordo com a Emissora, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas neste item, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread* de 1,65%, até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.

3.4.2.3. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de juros remuneratórios das Debêntures da 2ª Série entre a Emissora e os titulares de Debêntures da 2ª Série representando, no mínimo, 75% do total das Debêntures da 2ª Série em circulação, a Emissora, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a Emissora a comunicar por escrito ao Agente Fiduciário, no prazo de 15 dias corridos contados a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

- (i) a Emissora poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 2ª Série em circulação, com o seu conseqüente cancelamento, no prazo de 30 dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente ao saldo de seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 2ª Série, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série imediatamente anterior à data do resgate, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo do Rendimento da 2ª Série aplicável às Debêntures da 2ª Série a serem resgatadas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente; ou
- (ii) a Emissora poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 2ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela Emissora, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 2ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento do Rendimento da 2ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida no item 3.4.2 acima (ou seja, o pagamento do Rendimento da 2ª Série deverá ser, no máximo, semestral);

(b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 2ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série superior a (b1) 66,67% até 01.09.2009, (b2) 33,34% até 01.09.2010 e (b3) 0% até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 2ª Série, será utilizado o parâmetro de remuneração definido pelos debenturistas e apresentado à Emissora na referida Assembléia Geral de debenturistas.

- 3.5. *Preço de Subscrição e Integralização.* O preço de subscrição das Debêntures da 2ª série será o seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 2ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de sua efetiva integralização (exclusive).

A integralização das Debêntures da 2ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLIC, conforme o caso.

- 3.6. *Resgate Antecipado.* Além do resgate de que trata o item 3.4.2.3 acima, não será permitido resgate antecipado das Debêntures da 2ª Série.

#### 4. Características das Debêntures da Terceira Série

- 4.1. *Quantidade.* Serão emitidas 18.750 Debêntures da 3ª Série.

- 4.2. *Prazo e Data de Vencimento.* O prazo de vencimento das Debêntures da 3ª Série será de 6 anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01 de setembro de 2011, data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 3ª Série (conforme definido no item 4.4 abaixo) eventualmente devido, em moeda corrente nacional, nos termos da Escritura de Emissão.

- 4.3. *Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal Unitário.* O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir (“Amortização das Debêntures da 3ª Série”):

<b>Data da Amortização</b>	<b>Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado</b>
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

- 4.4. *Rendimento.* A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 3ª Série farão jus ao seguinte rendimento, composto pelos Juros Remuneratórios da 3ª Série (conforme definido no item 4.4.2 abaixo) (“Rendimento da 3ª Série”) (o Rendimento da 1ª Série, o Rendimento da 2ª Série e o Rendimento da 3ª Série), em conjunto denominados como o “Rendimento” das Debêntures).

4.4.1. *Atualização.* O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série não será atualizado.

4.4.2. *Juros.* As Debêntures da 3ª Série renderão juros correspondentes à acumulação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,65%, definido no Procedimento de *Bookbuilding*, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série (conforme definido na alínea “a” abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo (os “Juros Remuneratórios da 3ª Série”).

(a) define-se Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 3ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011 (cada, uma “Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série”); e

(b) as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série.

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 3ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = \{VNe \times [(FatorDI \times FatorSpread) - 1]\}$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 3ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, calculado com 6 casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 3ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, informado/calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula:

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

onde:

**n<sub>DI</sub>** = número total de taxas DI Over, sendo “n<sub>DI</sub>” um número inteiro;

**TDI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 casas decimais com arredondamento;

$$TDI_k = \left( \frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{d_k}{252}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

**DI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 casas decimais;

**d<sub>k</sub>** = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da taxa DI Over, sendo “d<sub>k</sub>” um número inteiro;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 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** = 1,65%, conforme definido no Procedimento de *Bookbuilding*;

**n** = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo “n” um número inteiro;

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

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

Observações:

- 1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.
- 2) O fator resultante da expressão  $[(1 + TDI_k)]$  é considerado com 16 casas decimais sem arredondamento.
- 3) Efetua-se o produtório dos fatores diários  $[(1 + TDI_k)]$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.
- 4) Considera-se o resultado da multiplicação (“Fator DI” x “FatorSpread”) com 9 casas decimais, com arredondamento.

4.4.2.1. No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista no item 4.4.2 acima, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread* de 1,65%, se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

4.4.2.2. Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o Agente Fiduciário deverá, no prazo máximo de 5 dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 3ª Série para definir, de comum acordo com a Emissora, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas neste item, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread* de 1,65%, até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.

4.4.2.3. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de juros remuneratórios das Debêntures da 3ª Série entre a Emissora e os titulares de Debêntures da 3ª Série representando, no mínimo, 75% do total das Debêntures da 3ª Série em circulação, a Emissora optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas,

obrigando-se a Emissora a comunicar por escrito ao Agente Fiduciário, no prazo de 15 dias corridos contados a partir da data de realização da respectiva Assembléia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

(i) A Emissora poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, com o seu conseqüente cancelamento, no prazo de 30 dias contados da data da realização da respectiva Assembléia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente ao saldo de seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série imediatamente anterior à data do resgate, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo do Rendimento da 3ª Série aplicável às Debêntures da 3ª Série a serem resgatadas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente; ou

(ii) A Emissora poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela Emissora, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 3ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 3ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento do Rendimento da 3ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida no item 4.4.2 acima (ou seja, o pagamento do Rendimento da 3ª Série deverá ser, no máximo, semestral); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 3ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série superior a (b1) 66,67% até 01.09.2009, (b2) 33,34% até 01.09.2010 e (b3) 0% até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 3ª Série, será utilizado o parâmetro de remuneração definido pelos debenturistas e apresentado à Emissora na referida Assembléia Geral de debenturistas.

- 4.5. *Preço de Subscrição e Integralização.* O preço de subscrição das Debêntures da 3ª Série será o seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de sua efetiva integralização (exclusive).

A integralização das Debêntures da 3ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLC, conforme o caso.

- 4.6. *Resgate Antecipado.* A Emissora terá a faculdade de, a seu exclusivo critério, e desde que após o 24º mês contado da Data de Emissão (“Data de Início de Resgate”), promover o resgate antecipado de parte ou da totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação. Na hipótese de resgate antecipado parcial, este deverá ser realizado por meio de sorteio coordenado pelo Agente Fiduciário, com observância do disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. O resgate antecipado parcial ou total das Debêntures da 3ª Série será efetuado mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série acrescido do Rendimento da 3ª Série, e acrescido de um prêmio, estabelecido como percentual a ser aplicado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série, acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado da seguinte forma:

$[P = d/D * 1,00\%]$ , onde:



**P** = prêmio a ser pago em valor percentual sobre o valor do resgate;

**d** = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo resgate das Debêntures da 3ª Série e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série; e

**D** = quantidade de dias corridos entre a Data de Início de Resgate (conforme acima referido) e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série.

4.6.1. As Debêntures da 3ª Série que vierem a ser resgatadas antecipadamente serão obrigatoriamente canceladas, comprometendo-se a Emissora a providenciar, no prazo de 45 dias, o aditamento à Escritura de Emissão e respectivo arquivamento na forma da legislação em vigor.

4.6.2. O resgate das Debêntures da 3ª Série na forma descrita neste item será precedido, necessariamente, de aviso aos debenturistas, a ser publicado pela Emissora com antecedência mínima de 15 dias corridos da data pretendida para pagamento do referido resgate.

4.6.3. Eventual resgate parcial das Debêntures da 3ª Série que estejam registradas no SND dar-se-á exclusivamente por meio de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, conforme regulamento de operações do SND. Independentemente do disposto acima, todas as etapas deste processo, tais como manifestação dos titulares de Debêntures da 3ª Série, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades, por titular de Debênture, serão realizadas fora do âmbito da CETIP, de acordo com os termos e condições previstos no artigo 55 e parágrafos da Lei das Sociedades por Ações.

4.6.3.1. Caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate parcial de que trata o item 4.6.3. acima, não haverá a necessidade de qualquer ajuste na Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.

### **Inadequação do Investimento nas Debêntures para Determinados Investidores**

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

### **Informações Complementares**

Quaisquer informações complementares sobre a Emissora, este Prospecto, a Oferta e as Debêntures poderão ser obtidas na CVM ou nas sedes dos Coordenadores, nos endereços referidos acima.

## **Condições de Colocação da Oferta**

Nos termos da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e da Instrução CVM nº 400/03, foi celebrado o Contrato de Distribuição Pública de Debêntures Simples, sob o Regime de Garantia Firme, da 2ª Emissão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Contrato de Distribuição"), por meio do qual a Emissora contratou os Coordenadores para serem os responsáveis pela colocação das Debêntures perante o público.

De acordo com o Contrato de Distribuição, a Oferta das Debêntures será realizada conforme as condições descritas a seguir.

### *Colocação e Plano de Distribuição*

Observadas as disposições da Instrução CVM nº 400/03 (especialmente artigos 21, 23 e 33 §3º) e as condições previstas no Contrato de Distribuição, as Debêntures serão objeto de distribuição pública pelos Coordenadores, em regime de garantia firme de subscrição, conforme estabelecido na Cláusula V do Contrato de Distribuição, em condições que assegurem tratamento equitativo aos destinatários e aceitantes da Oferta. O público alvo das Debêntures será o público em geral. Os Coordenadores, com expressa anuência da Emissora, organizarão a colocação das Debêntures perante os investidores interessados, podendo levar em conta suas relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica, sendo permitido, inclusive, a coleta de intenções de investimento, nos termos da Instrução CVM nº 400/03, mediante a realização do Procedimento de *Bookbuilding*.

Respeitados o deferimento do pedido de registro da Oferta na CVM, a disponibilização do prospecto definitivo aos investidores e a publicação do Anúncio de Início, os Coordenadores promoverão a colocação das Debêntures em até 2 dias úteis contados da data de publicação do Anúncio de Início ("Prazo de Colocação"). As Debêntures da 2ª Série somente serão colocadas após o encerramento da colocação da totalidade das Debêntures da 1ª Série. As Debêntures da 3ª Série somente serão colocadas após o encerramento da colocação da totalidade das Debêntures da 2ª Série. Os Coordenadores subscreverão e integralizarão as Debêntures que não tiverem sido subscritas pelos investidores, observado o disposto na Cláusula V do Contrato de Distribuição.

Não será admitida a distribuição parcial das Debêntures, sendo que a Oferta somente será concluída em havendo a subscrição e integralização, durante o Prazo de Colocação (conforme abaixo definido), do total das Debêntures distribuídas no âmbito da Emissão.

As Debêntures da 1ª Série poderão ser adquiridas separadamente. Com relação às Debêntures da 2ª e da 3ª Séries, somente serão atendidos pedidos de subscrição de investidores que apresentarem pedidos em quantidades iguais de Debêntures da 2ª Série e das Debêntures da 3ª Série.

Na hipótese de não conclusão da Oferta por qualquer motivo, os investidores que já tiverem subscrito e integralizado Debêntures receberão os montantes, em moeda corrente nacional, utilizados na integralização de Debêntures, no prazo a ser indicado no Anúncio de Início, deduzidos dos encargos e tributos devidos, sem qualquer remuneração.

### *As atribuições dos Coordenadores*

O Coordenador Líder será responsável pela colocação, sob o regime de garantia firme, de 37.500 Debêntures, com volume em reais, na Data de Emissão, de R\$ 375.000.000,00 e o Unibanco será responsável pela colocação, sob o regime de garantia firme, de 37.500 Debêntures, com volume em reais, na Data de Emissão, de R\$ 375.000.000,00.

No caso de exercício da garantia firme, os Coordenadores e as demais instituições financeiras que eventualmente aderirem ao Contrato de Distribuição na qualidade de instituições consorciadas poderão, a qualquer momento após a liquidação da Oferta e até a Data de Vencimento, revender as Debêntures subscritas no mercado, a qualquer tempo, pelo preço de mercado vigente à época. A revenda das Debêntures aqui mencionada deverá ser efetuada respeitada a regulamentação aplicável.

A obrigação dos Coordenadores é limitada (i) ao pagamento, no Prazo de Colocação, do Preço de Integralização das Debêntures que venha a subscrever nos termos da Cláusula 5.2 do Contrato de Distribuição e (ii) ao repasse, à Emissora, do valor obtido com a distribuição das Debêntures perante os investidores, observado o disposto na Cláusula 10.3 do Contrato de Distribuição.

### **Contrato de Distribuição**

Cópia do Contrato de Distribuição encontra-se disponível para cópia ou consulta no endereço do Coordenador Líder abaixo indicado:

Banco Itaú BBA S.A.  
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3400, 5º andar  
São Paulo, SP  
At.: Eduardo Prado Santos  
Tel.: (11) 3708-8717  
E-mail: [epsantos@itaubba.com.br](mailto:epsantos@itaubba.com.br)

### *Demonstrativo do Custo da Distribuição*

#### Remuneração dos Coordenadores

O quadro a seguir demonstra os custos previstos no Contrato de Distribuição:

CUSTOS	% DO VALOR TOTAL DA EMISSÃO NA DATA DE EMISSÃO	
	MONTANTE (R\$)	
Comissão de Coordenação e Estruturação	3.000.000,00	0,40
Comissão de Colocação	4.125.000,00	0,55
Prêmio de Garantia Firme	5.250.000,00	0,70
<b>Total</b>	<b>12.375.000,00</b>	<b>1,65</b>

#### Despesas com a Emissão

O quadro a seguir demonstra as despesas incorridas pela Emissora com a Emissão:

CUSTOS	MONTANTE (R\$)	% DO VALOR TOTAL DA EMISSÃO
Despesas Gerais (1)	528.000,00	0,07
Taxa de Registro CVM	248.610,00	0,03
<b>TOTAL</b>	<b>776.610,00</b>	<b>0,10</b>

(1) As estimativas de despesas gerais incluem, entre outras: (i) publicação dos atos societários e anúncio de encerramento da Oferta; (ii) despesas com a confecção de Prospectos; (iii) taxa de registro na ANBID; (iv) honorários dos consultores legais; (v) agência de classificação de risco e (vi) despesas com refeições, viagens, etc.

#### Custo Unitário do Lançamento

Nº DE DEBÊNTURES	CUSTO DO LANÇAMENTO (R\$)	CUSTO POR DEBÊNTURE (R\$)	MONTANTE LÍQUIDO PARA EMISSORA
75.000	13.151.610,00	175,35	736.848.390,00

## **Contrato de Garantia de Liquidez**

Não há e nem será constituído fundo de manutenção de liquidez para as Debêntures.

## **Relações da Emissora com os Coordenadores**

Exceto pela presente Oferta e pelas operações listadas abaixo, os Coordenadores e/ou suas coligadas, não possuíam, em 30 de junho de 2005, qualquer outro tipo de relação comercial com a Emissora:

### **Itaú BBA**

Emitente da Cédula de Crédito Bancário:	Elektro
Credor:	Itaú BBA
Valor:	R\$ 250 milhões
Início:	8 de julho de 2005
Término:	4 de janeiro de 2006
Taxa:	CDI + 2,25% a.a.
Garantia:	Cessão Fiduciária de direitos de crédito da Elektro, para garantir o pagamento dos juros incidentes sobre o principal da cédula

### **Unibanco**

Emitente da Cédula de Crédito Bancário:	Elektro
Credor:	Unibanco
Valor:	R\$ 250 milhões
Início:	8 de julho de 2005
Término:	4 de janeiro de 2006
Taxa:	CDI + 2,25% a.a.
Garantia:	Cessão Fiduciária de direitos de crédito da Elektro, para garantir o pagamento dos juros incidentes sobre o principal da cédula

### **Banco Itaú S.A.**

A Emissora celebrou uma operação de BNDES-FINEM – Financiamento de Empreendimentos, com o Banco Itaú, controlador do Itaú BBA, em 16 de dezembro de 2000, nos seguintes termos e condições:

Devedor:	Elektro
Credor :	Banco Itaú S.A.
Valor:	R\$ 23.589.092,82
Início:	16 de dezembro de 2000
Término:	15 de novembro de 2006
Taxa:	Até 15/12/2003: TJLP+3,85% a.a. A partir de 15/12/2003: TJLP+4,35% a.a.
Garantia:	vinculação de parcela de receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica.

## **Classificação de Risco da Emissão**

A Emissora contratou a agência de classificação de risco Standard and Poor's para avaliar as Debêntures, sendo que as mesmas receberam classificação de risco de brA+ (ver seção “Anexos – Súmula de Classificação de Risco das Debêntures”).

## **FATORES DE RISCO**

*Antes de tomar uma decisão de investimento nas Debêntures, os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente, de acordo com suas próprias situações financeiras e objetivos de investimento, todas as informações disponíveis neste Prospecto e, em particular, avaliar os fatores de risco descritos a seguir. Caso algum destes riscos venha a se concretizar, as condições financeiras, os negócios e os resultados das operações da Emissora poderão ser afetados de forma negativa.*

### **Fatores de Risco Macroeconômicos**

A economia brasileira tem sofrido intervenções por parte do Governo Federal, que por vezes efetua drásticas mudanças políticas e econômicas. As medidas do Governo Federal para controlar a inflação e implementar suas políticas macroeconômicas, os quais envolveram, por exemplo, controles de preço e de salário, desvalorização cambial, controle sobre o fluxo de capitais, restrições à importação, entre outras medidas. Os negócios da Companhia, sua situação financeira e seus resultados operacionais podem ser afetados adversamente por mudanças nas políticas públicas, sejam elas implementadas em âmbito federal, estadual ou municipal, assim como pela evolução da economia brasileira e por outros fatores tais como:

- inflação;
- política monetária, cambial e taxas de juros;
- liquidez dos mercados de capitais e de crédito locais;
- política fiscal; e
- outros fatores políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

### *Efeitos das Flutuações da Taxa de Juros Local e Internacional*

O Governo Federal influencia as taxas de juros praticadas na economia por meio de sua política monetária. Historicamente, esta política tem sido instável, havendo grande variação nas taxas praticadas. Ademais, a política monetária brasileira, muitas vezes, tem sido influenciada por fatores externos ao controle do Governo Federal, tais como, os movimentos dos mercados de capitais internacionais e as políticas monetárias dos países desenvolvidos, principalmente dos Estados Unidos da América.

Uma eventual redução do volume de investimentos estrangeiros no País poderá ter impacto no balanço de pagamentos nacional, o que poderá forçar o Governo Federal a ter maior necessidade de captações de recursos, tanto no mercado doméstico quanto no mercado internacional, a taxas de juros elevadas. Alterações na economia norte-americana e suas eventuais consequências, tais como mudanças nas taxas de juros praticadas nos Estados Unidos da América e variações nas cotações de sua moeda frente às outras, podem trazer impactos negativos sobre a economia brasileira, afetando, da mesma forma, a taxa de juros praticada no País, e elevando o custo de captação de recursos por empresas brasileiras, além de impactar no volume de investimentos estrangeiros no Brasil.

O Governo Federal tem se mantido conservador quanto à redução das taxas de juros. A Emissora possui contratos de financiamento vinculados à Taxa DI, e uma elevação substancial em referida taxa de juros poderia afetar negativamente a rentabilidade e os resultados da Companhia.

### *Oscilações do valor do real frente ao valor do dólar dos Estados Unidos da América*

A moeda brasileira, historicamente, apresentou desvalorizações freqüentes. O real desvalorizou 18,7% em relação ao dólar dos Estados Unidos da América em 2001 e 52,3% em 2002. Em 2003 e 2004, entretanto, houve valorização do real frente ao dólar dos Estados Unidos da América correspondente a, respectivamente, 18,2% e 1,1%. O resultado de eventual desvalorização acentuada do real em relação ao dólar dos Estados Unidos da América poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre as quais a elevação na taxa básica de juros. Também podem ocorrer intervenções no mercado de câmbio para ajustar ou recuperar o valor do real. Elevações substanciais da taxa de câmbio podem afetar adversamente a economia brasileira e os negócios da Emissora.

Adicionalmente, a Companhia adquire parte substancial das suas necessidades de energia de Itaipu, cuja tarifa é denominada em dólar norte-americano, sendo capturada pela Emissora, para fins dos reajustes tarifários anuais, no mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA. Conseqüentemente, esta tarifa sofre oscilações conforme a variação da taxa de dólar norte-americano/real. Dessa forma, elevações substanciais das taxa de câmbio podem elevar a necessidade de capital de giro da Emissora, comprometendo o seu fluxo de caixa, em período que antecede o reajuste tarifário anual.

### *Inflação*

Desde a crise da dívida brasileira na década de 80, o País passou por períodos de elevadas taxas de inflação. A inflação, juntamente com as medidas governamentais destinadas a combatê-la, e as especulações acerca dessas medidas tiveram, no passado, efeito negativo sobre a economia do País. As metas de inflação fixadas pelo Conselho Monetário Nacional para os últimos 4 anos não foram cumpridas e não existem garantias de que as metas de inflação estabelecidas para os anos de 2005 e 2006 serão alcançadas.

Ações futuras do Governo Federal, incluindo definição da taxa de juros, poderão ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia. O aumento das taxas de inflação no País poderá provocar a adoção de políticas anti-inflacionárias pelo Governo Federal, as quais podem causar desaceleração no nível de atividade econômica, gerando conseqüências negativas para os negócios da Companhia, suas condições financeiras e os resultados de suas operações.

### *Efeitos do Nível de Atividade Econômica*

Dadas as características dos serviços prestados pela Elektro, que depende essencialmente do nível do consumo de energia elétrica na sua área de concessão, seus resultados estão diretamente relacionados ao crescimento econômico do País. Desta forma, uma retração na economia brasileira, ocasionada tanto por crises internas como por crises externas, pode diminuir o consumo de energia elétrica da área de concessão da Emissora e, assim, afetar negativamente os seus negócios.

### *Influência de Outras Economias*

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições econômicas e de mercado de outros países, emergentes ou não, bem como pelas reações dos investidores com relação a essas condições. Desta forma, a oferta de crédito às empresas brasileiras é diretamente influenciada pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, ainda que em graus variáveis, pela economia e condições de mercado de outros países.

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

Não há como garantir que futuros acontecimentos em outras economias, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos desses países, não afetarão a oferta de crédito às companhias brasileiras no mercado local e internacional de modo adverso, assim como o nível de atividade econômica, podendo, deste modo, vir a causar efeitos negativos na economia brasileira e nos resultados da Emissora.

Considerando que a Companhia atua em setor que exige investimentos significativos, caso o seu acesso ao mercado de capitais e de crédito seja limitado, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para realizar investimentos planejados, afetando de forma negativa seus resultados e sua condição financeira.

#### *Influência das Alterações na Legislação Tributária do Brasil*

O Governo Federal implementou no passado e pode voltar a implementar alterações no regime fiscal, que afetam participantes do mercado de energia, como as distribuidoras em geral, os consumidores industriais e a Companhia. Essas 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 Companhia que, nos termos do Contrato de Concessão, pode repassar referido aumento às tarifas por ela cobradas pela prestação de seus serviços. Na hipótese de a Companhia não conseguir efetuar referido repasse, alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica podem afetar seu fluxo de caixa ou a sua lucratividade.

#### **Fatores de Risco Setoriais**

##### *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.*

O Governo Federal vem implementando mudanças significativas na legislação do setor elétrico brasileiro durante os últimos anos, especialmente por meio da Lei de Concessões, da Lei do Setor Elétrico e da Lei de Reestruturação do Setor Elétrico, além da regulamentação administrativa. Essas medidas tiveram por objetivo desvincular a autoridade regulatória do Governo Federal, aumentar o investimento privado na geração, 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 Ministério de Minas e Energia e da ANEEL. Ademais, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, atualmente, tem sua constitucionalidade contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de duas ações diretas de inconstitucionalidade. O Governo Federal recorreu, argüindo que, no decorrer do processo legislativo, as referidas ações haviam perdido o objeto e solicitou os seus respectivos arquivamentos. 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 8 de abril de 2005, o julgamento das ações foi novamente suspenso em virtude do pedido de vista por um dos ministros do Supremo Tribunal Federal, contudo, nesse julgamento foram proferidos 5 votos a favor da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e 2 desfavoráveis. Não existe, ainda, uma decisão sobre referidas ações diretas de inconstitucionalidade.

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 ações diretas de inconstitucionalidade no setor em que a Companhia atua. Tais potenciais efeitos adversos poderão afetar negativamente a situação econômica da Companhia.

#### *Discrecionabilidade do Poder Concedente e Ambiente Altamente Regulamentado*

A principal atividade comercial da Companhia, a distribuição de energia elétrica, é um serviço público e, portanto, está sujeita a um ambiente altamente regulamentado. Além disso, a ANEEL tem competência para regular e fiscalizar diversos aspectos dos negócios da Companhia, inclusive determinar que tarifas cobradas pela Companhia sejam reduzidas ou os investimentos sejam incrementados. Caso a Companhia seja obrigada pela ANEEL a efetuar gastos adicionais imprevistos e não possa ajustar tempestivamente suas tarifas a fim de repassar integralmente o valor de tais despesas adicionais, ou ainda, caso a ANEEL edite resoluções que modifiquem as regras relativas ao repasse de custos e encargos para as suas tarifas, os resultados da Elektro poderão ser afetados adversamente.

#### *Regulamentação Tarifária do Setor Elétrico e Política Tarifária*

A fixação das tarifas aplicáveis pela Elektro pela prestação de seus serviços é efetuada segundo a legislação brasileira e o Contrato de Concessão. A ANEEL dispõe de poder discricionário no processo de estabelecimento destas tarifas, podendo estabelecer as resoluções administrativas necessárias.

A legislação brasileira e o Contrato de Concessão estabelecem um mecanismo de fixação de tarifas que permite 3 tipos de ajustes tarifários: (i) reajuste anual; (ii) revisão periódica; e (iii) revisão extraordinária. A Elektro pode, a cada ano, por ocasião do aniversário da celebração do Contrato de Concessão, requerer o reajuste das tarifas. No reajuste tarifário são compensados os efeitos da inflação sobre as tarifas e os efeitos das variações dos custos não gerenciáveis, tais como custos de aquisição de energia, encargos tarifários relativos ao uso do sistema de transmissão e outros encargos setoriais.

Desde 2003, a cada quatro anos é realizada a revisão periódica das tarifas. Na revisão periódica as tarifas são revistas e fixadas de forma a ajustar a receita anual da concessionária ao valor que remunerar (i) os custos de operação e manutenção eficientes, (ii) a base de ativos líquida de depreciação, (iii) os “custos não gerenciáveis”, incluindo custos com aquisição de energia para atender o seu mercado consumidor, encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e demais encargos setoriais e tributos e (iv) os custos de depreciação e amortização.

Além dos mecanismos mencionados acima, a qualquer tempo a Elektro pode solicitar a revisão extraordinária caso tenham ocorrido variações de custos e alterações imprevistas, de modo a restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Dessa forma, na hipótese de alterações imprevistas nas condições originais de contratação, caso os reajustes ou revisões tarifários ou ainda, a aplicação da cláusula de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro não gerem, tempestivamente, um aumento do fluxo de caixa ou remunerem adequadamente os ativos da Companhia, a condição financeira e os resultados operacionais da Elektro podem ser afetados adversamente.

Ademais, em 2003 o Tribunal de Contas da União (“TCU”) acompanhou e fiscalizou o procedimento de revisão tarifária de algumas empresas do setor elétrico, tendo proferido acórdãos nos quais elaborou diversas considerações, críticas e determinações à ANEEL, referentes à metodologia da revisão. Na hipótese desta pendência ser desfavorável à ANEEL, as empresas distribuidoras de energia elétrica, como a Emissora, poderão sofrer impacto financeiro negativo.



### *Aquisição de Energia Elétrica no Curto Prazo*

Nas novas regras de funcionamento do setor de energia elétrica, introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e pelo Decreto nº 5163/04, as distribuidoras de energia elétrica, inclusive a Elektro, são obrigadas a adquirir 100% da energia necessária para atender seus clientes mediante contratos regulados, registrados na CCEE. Referidos contratos regulados podem ser (i) oriundos de leilões promovidos pela ANEEL/CCEE, (ii) de energia proveniente de contratos bilaterais celebrados até 16/03/04, (iii) de energia de Itaipu, (iv) do PROINFA e (v) de geração distribuída até o limite de 10% da demanda (proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico da distribuidora, sejam hidroelétricas com capacidade instalada inferior a 30 MW, ou termoeletricas com eficiência energética superior a 70%, exceto biomassa ou resíduos de processo). A contratação desta geração é feita por meio de chamada pública promovida diretamente pela distribuidora.

Caso a efetiva demanda de energia elétrica seja diferente das projeções da Companhia, a Emissora poderá (i) ficar com insuficiência de contratos para atender sua demanda, sujeitando-se às penalidades impostas pela ANEEL, e com a necessidade de complementar suas necessidades no mercado de curto prazo da CCEE ou (ii) ficar contratada em valores superiores a 3% de suas necessidades, caso em que não há repasse integral às tarifas.

A Emissora não pode garantir que as suas previsões iniciais de demanda de energia elétrica em sua área de concessão serão precisas, e se não forem, poderão enfrentar preços mais altos na compra de energia elétrica por meio de contratos de curto prazo. Caso não seja possível para a Emissora repassar referidos preços mais altos na compra de energia elétrica às tarifas por ela cobradas pela prestação de seus serviços, tal fato poderá afetar adversamente seus resultados financeiros, bem como sujeitar a Companhia à penalidades impostas pela ANEEL.

### *Escassez e Racionamento de Energia Elétrica*

A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia elétrica do Brasil, representando aproximadamente 85% da capacidade disponível no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2004. A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada aos menores investimentos na expansão da capacidade geradora brasileira, não compatíveis com os aumentos da demanda que se verificavam, levaram o Governo Federal a decretar o racionamento de energia nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002. O Governo federal criou a GCE, por meio do qual foi estabelecida uma redução no consumo de energia elétrica de consumidores industriais, comerciais e residenciais da ordem de 15% a 25% no período mencionado acima. Não há como assegurar que serão de fato implementados novos projetos de usinas, o que poderia comprometer o suprimento de energia para a Emissora. Por outro lado, se o Brasil vier, no futuro, a atravessar outra fase de escassez de energia elétrica, o Governo brasileiro poderá implementar medidas para lidar com os efeitos da escassez que podem afetar de maneira adversa a situação financeira e o resultado operacional da Emissora.

### *Dependência da Geração Hidráulica de Energia*

Grande parte da capacidade geradora, das principais fornecedoras de energia elétrica para a Emissora é hidráulica e depende, significativamente, do volume de água das bacias dos rios em que se situam as usinas hidrelétricas. Chuvas escassas podem causar impacto na capacidade geradora das empresas geradoras de energia elétrica, reduzindo o nível de seus reservatórios, podendo afetar o fornecimento de energia para a Companhia.

### *Penalidades impostas pela ANEEL.*

As atividades de distribuição de energia elétrica da Companhia são conduzidas em conformidade com o Contrato de Concessão. A ANEEL 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: (i) advertências; (ii) multas por infração, limitadas a 2% da receita da concessionária no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; (iii) embargo à construção de novas instalações e equipamentos; (iv) restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; (v) suspensão temporária de participação em processos licitatórios tendo por objeto novas concessões; (vi) intervenção da ANEEL na administração da concessionária inadimplente; e (vii) 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 30 de junho de 2005, tramitava no Congresso Nacional um projeto de lei, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das Agências Reguladoras, visando alterar a estrutura de tais agências, incluindo a ANEEL.

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 Emissora.

### *Impactos Ambientais*

Os equipamentos, instalações e operações da Emissora estão sujeitos à legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal, bem como à fiscalização por agências governamentais responsáveis pela verificação de cumprimento desta legislação e pela implementação de políticas ambientais e de segurança do trabalho. Essa legislação inclui, por exemplo, a necessidade de obter licenças para a instalação e operação de determinados equipamentos e atividades, a obrigatoriedade de obter autorizações para corte de vegetação e intervenções em áreas protegidas e o armazenamento e destinação adequada de resíduos. Tais agências podem impor sanções administrativas contra a Emissora em virtude de não-atendimento da legislação aplicável. Essas sanções poderão incluir, entre outras coisas, a imposição de multas e a revogação de licenças. Caso a legislação ambiental e de segurança do trabalho se torne mais rigorosa, a Emissora poderá ser forçada a aumentar os gastos com investimentos para atender a esta legislação. A demora ou a recusa dos órgãos ambientais em emitir ou renovar licenças ou autorizações, ou a incapacidade da Emissora de atender às exigências formuladas pelos órgãos ambientais para tal finalidade, pode impedir o início ou a continuidade de serviços prestados pela Emissora. Tais fatos podem afetar de maneira adversa a situação financeira e resultado operacional da Emissora.

Além disso, a inobservância, pela Emissora, das leis, regulamentos e termos de ajustamento de conduta ambientais pode acarretar, além da obrigação de reparar de danos diretos e indiretos que eventualmente sejam causados, a aplicação de sanções de natureza penal contra a Emissora e seus administradores, que podem incluir, no caso das sanções impostas contra a Emissora, o pagamento de multas, 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. A personalidade jurídica da Emissora poderá também ser desconsiderada para garantir a reparação dos danos ambientais que porventura a Emissora venha a causar.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Emissora da legislação ambiental, assim como o descumprimento de 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 controladoras.

#### *Extinção da Concessão*

A concessão da Companhia está sujeita à extinção antecipada em determinadas circunstâncias. Ocorrendo a extinção da concessão, os ativos sujeitos à concessão serão revertidos ao Poder Concedente. Em caso de extinção antecipada, a Companhia não pode assegurar que a indenização prevista no Contrato de Concessão (valor dos ativos que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados) seja suficiente para compensar a perda de lucro futuro. Se o Poder Concedente extinguir o Contrato de Concessão em caso de inadimplemento, o valor 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 impactos negativos nos seus resultados e afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras.

#### **Fatores de Risco Relativos à Elektro**

##### *Perda de Consumidores Potencialmente Livres*

A Emissora detém concessão para distribuir energia elétrica em 223 municípios do Estado de São Paulo e 5 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul. No entanto, outros fornecedores (concessionários de geração, produtores independentes de energia ou agentes comercializadores) de energia elétrica podem competir com a Emissora na oferta de energia elétrica a certos consumidores que tenham os requisitos para se tornarem Consumidores Livres, denominados Consumidores Potencialmente Livres (os 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). No encerramento do primeiro semestre de 2005, a Emissora forneceu energia elétrica a 11 consumidores que atendiam a estas condições. Esses consumidores representaram aproximadamente 2,5% da quantidade total de energia elétrica vendida pela Emissora. Adicionalmente, consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 KW, podem adquirir energia de PCHs e aproveitamentos a partir de fontes eólica, biomassa ou solar.

Conforme a regulamentação vigente, os Consumidores Livres que deixam a base de Consumidores Cativos da Emissora são obrigados a pagar tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica. Não há como assegurar que a receita decorrente da tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia será suficiente para recuperar e/ou preservar a margem operacional da Emissora, o que poderá afetar adversamente a situação financeira e o resultado operacional da Emissora.

### *Inadimplência*

Em 30 de junho de 2005, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R\$ 120,2 milhões, dos quais aproximadamente R\$ 41,3 milhões encontravam-se vencidos há mais de 90 dias. Do total dos valores vencidos e não pagos em 30 de junho de 2005, aproximadamente R\$ 104,6 milhões referiam-se ao setor privado e R\$ 15,6 milhões ao setor público. A Emissora não pode assegurar que conseguirá implementar todas as medidas necessárias à redução do inadimplemento, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantam a eliminação total da inadimplência. A manutenção ou aumento dos índices de inadimplência podem afetar a geração de receitas da Emissora.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pelas distribuidoras em caso de inadimplemento dos clientes tem sido questionados no judiciário, e discute-se no legislativo a possibilidade de regulamentação, por meio de lei, de referido procedimento. Não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Emissora com relação ao corte de fornecimento de energia ou sua regulamentação por meio de lei ocasionarão efeitos adversos aos negócios da Emissora.

### *Insuficiência de Cobertura Securitária*

Atualmente, a Companhia não possui cobertura de seguros para sua rede de distribuição e linhas de transmissão. Além disso, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade por danos decorrentes da prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. 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 para a Companhia, o que poderá afetar adversamente os resultados da Companhia.

### *Impenhorabilidade dos Ativos da Emissora*

De acordo com a legislação em vigor e com o Contrato de Concessão, os bens da Emissora essenciais para a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, que devem ser revertidos para o Poder Concedente ao final do prazo do Contrato de Concessão, não estão sujeitos à penhora e à execução judicial. Assim, na hipótese de inadimplemento pela Emissora das obrigações de pagamento das Debêntures, parte dos bens que compõem o ativo da Emissora não poderá ser objeto de execução.

## **Fatores de Risco Relativos às Debêntures**

### *Cessão Fiduciária em Garantia*

Em 2 de agosto de 2004, por meio da Lei nº 10.931, foi incluído o artigo 66-B na Lei nº 4.728/65, que trata da alienação fiduciária em garantia no âmbito do mercado financeiro e de capitais. O parágrafo 3º do referido artigo 66-B institui a cessão fiduciária de direitos sobre coisas móveis, na qual, salvo disposição em contrário, a posse direta e indireta do bem objeto da cessão fiduciária é atribuída ao credor, que, em caso de inadimplemento ou mora da obrigação garantida, poderá vender a terceiros o respectivo bem. Nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária, a Elektro cedeu fiduciariamente em garantia das Debêntures, conforme as obrigações assumidas pela Companhia na Escritura de Emissão, certos direitos creditórios (ver seção “Anexos – Contrato de Cessão Fiduciária”) em favor do Agente Fiduciário, representando a comunhão dos debenturistas, passando o Agente Fiduciário a ser o possuidor indireto e proprietário fiduciário e a Elektro possuidora direta de tais direitos creditórios.

A garantia constituída por meio do Contrato de Cessão Fiduciária poderá não ser suficiente para pagamento da totalidade das obrigações assumidas pela Elektro na Escritura de Emissão, bem como ainda não há jurisprudência que ateste a eficiência do instituto da cessão fiduciária em garantia no âmbito do mercado de capitais.

#### *Eventual rebaixamento na classificação de risco (rating) das Debêntures*

A classificação de risco atribuída às Debêntures baseou-se na atual condição da Companhia e nas informações presentes neste Prospecto. Não existe garantia de que a classificação de risco permanecerá inalterada durante a vigência das Debêntures. Um eventual rebaixamento na classificação de risco das Debêntures poderá implicar em menor liquidez para a negociação das Debêntures, dificultando aos seus subscritores a pronta alienação caso estes decidam pelo desinvestimento nas Debêntures, e, portanto, possibilitando aos debenturistas incorrerem em prejuízo caso optem pela venda das Debêntures no mercado secundário sem liquidez. Adicionalmente, um rebaixamento da classificação de risco atribuída para as Debêntures poderá ensejar em rebaixamento na classificação de risco da própria Emissora, o que poderá dificultar a captação de recursos pela Emissora no mercado financeiro e de capitais.

#### *Vencimento Antecipado das Debêntures*

Caso ocorra o vencimento antecipado das Debêntures, conforme previsto na Escritura de Emissão (ver seção “Anexos – Escritura de Emissão”), a Elektro poderá ter dificuldades em obter recursos financeiros para realizar seu pagamento, bem como a garantia prestada nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária poderá ser insuficiente para realização de tal pagamento.

Ademais, a Escritura de Emissão estabelece, em sua Cláusula VIII, uma série de eventos que podem acarretar o vencimento antecipado das Debêntures, de forma automática ou mediante deliberação dos debenturistas reunidos em assembléia geral de debenturistas. Nos termos da Cláusula 8.1.(m) da Escritura de Emissão, a transferência do controle acionário/societário, direto ou indireto, da Emissora ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% das Debêntures em circulação consiste em um desses eventos de vencimento antecipado.

No entanto, a mesma Cláusula 8.1.(m) da Escritura de Emissão estabelece que não será considerado evento de vencimento antecipado ou evento sujeito à prévia aprovação dos debenturistas qualquer transferência do controle acionário/societário, direto ou indireto, da Emissora, quando realizada dentro do "grupo de controle da Elektro", assim definido como sendo o conjunto das sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Prisma Energy, ou (ii) pela transferência do controle acionário/societário da Prisma Energy. Caso o controle acionário/societário da Emissora seja alterado dentro do limite das exceções acima referidas, os debenturistas não poderão declarar o vencimento antecipado das Debêntures.

#### *Validade da estipulação da Taxa DI, divulgada pela CETIP*

O Superior Tribunal de Justiça editou a Súmula nº 176 declarando ser “nula a cláusula contratual que sujeita o devedor ao pagamento de juros de acordo com a taxa divulgada pela ANBID/CETIP”. A referida Súmula não vincula as decisões do Poder Judiciário. De acordo com os acórdãos que sustentam a súmula, tanto a ANBID quanto a CETIP são instituições de direito privado, destinadas à defesa dos interesses de instituições financeiras. Portanto, essa cláusula é tida como subordinada ao arbítrio dos credores qualificados como instituições financeiras.

As Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série farão jus a uma remuneração que contemplará juros remuneratórios com base na Taxa DI, calculada e divulgada pela CETIP. A Súmula nº 176 pode vir a ser aplicada pelo Poder Judiciário para considerar que a Taxa DI não é válida como fator de remuneração das Debêntures das 2ª e 3ª Séries. Neste caso, o índice que vier a ser estipulado pelo Poder Judiciário para substituir a Taxa DI poderá conceder aos debenturistas titulares de Debêntures das 2ª e 3ª Séries uma remuneração inferior à da Taxa DI, prejudicando, assim, a rentabilidade das Debêntures das referidas séries.

#### *Liquidez das Debêntures e Mercado Secundário das Debêntures*

Em função de sua natureza, as debêntures distribuídas no mercado de capitais são valores mobiliários normalmente voltados para investidores institucionais e com longos prazos de vencimento, sofrendo concorrência dos títulos públicos de curto prazo emitidos pelo Tesouro Nacional. Assim, as debêntures possuem liquidez relativamente pequena no mercado de capitais brasileiro, o que pode limitar a perspectiva de um mercado secundário ativo para as Debêntures.

O mercado secundário de títulos privados no Brasil apresenta, historicamente, baixa liquidez. Não há garantias de que, no futuro, exista um mercado secundário ativo e líquido que permita aos subscritores de debêntures a alienação dos títulos, caso decidam pelo seu desinvestimento. Além disso, no mercado secundário não é possível assegurar que as Debêntures serão negociadas sem deságio do seu preço de subscrição. Por essa razão, aqueles investidores que optarem por subscrever as Debêntures poderão enfrentar dificuldades em vendê-las no mercado secundário, contabilizando prejuízos em suas respectivas carteiras.

#### *Informações Acerca do Futuro da Elektro*

Este Prospecto contém informações acerca das perspectivas do futuro da Elektro que refletem as opiniões da Elektro em relação ao desenvolvimento futuro e que, como em qualquer atividade econômica, envolve riscos e incertezas. Não há garantias de que o desempenho futuro da Companhia seja consistente com essas informações. Os eventos futuros poderão diferir sensivelmente das tendências aqui indicadas, dependendo de vários fatores discutidos nesta seção “Fatores de Risco” e/ou em outras seções deste Prospecto. As expressões “acredita que”, “espera que” e “antecipa que”, bem como outras expressões similares identificam informações acerca das perspectivas do futuro da Companhia. Os potenciais investidores são advertidos a examinar com toda a cautela e diligência as informações acerca do futuro da Elektro e não tomar decisões de investimento unicamente baseados em previsões futuras ou expectativas. A Elektro não assume nenhuma obrigação de atualizar ou revisar qualquer informação acerca das perspectivas de seu futuro, exceto pelo que dispõem os artigos 8º e 13 da Instrução CVM nº 202/93.

## DESTINAÇÃO DE RECURSOS

O montante líquido obtido pela Emissora com a Oferta das Debêntures será utilizado da seguinte forma:

- (i) aproximadamente 67% dos recursos serão utilizados na liquidação do Empréstimo-Ponte, obtido pela Emissora em 4 de julho de 2005 perante o Coordenador Líder e o Unibanco. O Empréstimo-Ponte foi concedido à Emissora para financiar o pagamento antecipado, juntamente com recursos próprios da Emissora, do saldo devedor (principal e juros diferidos), em moeda estrangeira da Dívida com a ETB. Conforme descrito na seção “Termos e Condições da Oferta – Relações da Emissora com os Coordenadores”, o valor de principal do Empréstimo-Ponte é de R\$ 500.000.000,00, com taxa de juros equivalente à acumulação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 2,25% ao ano. O Empréstimo-Ponte tem vencimento em 4 de janeiro de 2006; e
- (ii) o saldo remanescente dos recursos será utilizado para reforço do capital de giro da Emissora.

## CAPITALIZAÇÃO

A tabela seguinte apresenta (i) a capitalização da Emissora, em 30 de junho de 2005, (ii) a capitalização ajustada para refletir os efeitos do Processo de Reestruturação Financeira, e (iii) a capitalização ajustada para refletir o Processo de Reestruturação Financeira e a emissão e subscrição das Debêntures, após o pagamento da comissão devida aos Coordenadores e as despesas relacionadas à Oferta.

A tabela seguinte deve ser analisada em conjunto com as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas contidas em outras seções deste Prospecto.

	VALORES EM R\$ MIL		
	Saldo em 30 de junho de 2005	Saldo em 30 de junho de 2005 – Ajustado (2)	Saldo em 30 de junho de 2005 – Ajustado (3)
<b>Dívida</b>			
Dívida de curto prazo e parcelas de curto prazo das dívidas correntes de longo prazo .....	160.780	660.780	160.780
Dívida de longo prazo .....	55.540	55.540	55.540
Debêntures	-	-	750.000
Mútuos com Partes Relacionadas....	1.215.607	47.546	-
Contas a pagar acionistas	517.261	2	2
<b>Dívida Total .....</b>	<b>1.949.188</b>	<b>763.868</b>	<b>966.322</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital Social .....			
	969.455	954.057	954.057
Reserva de capital	15.111	48.186	48.186
Prejuízos acumulados	(624.534)	-	-
Lucro do período (JAN a JUN/05)	296.285	288.245	288.245
<b>Total do patrimônio líquido .....</b>	<b>656.317</b>	<b>1.290.488</b>	<b>1.290.488</b>
<b>Total de capitalização (1) .....</b>	<b>2.605.505</b>	<b>2.054.356</b>	<b>2.256.808</b>

(1) Soma da Dívida Total e do Patrimônio Líquido

(2) Ajustado para refletir o Processo de Reestruturação Financeira, considerando (i) a absorção de prejuízos acumulado, (ii) aumento de capital, (iii) o pagamento antecipado do saldo devedor (principal e juros diferidos) da dívida com a ETB, e (iv) o desembolso do Empréstimo-Ponte)

(3) Ajustado para refletir a aplicação dos recursos obtidos na Oferta, tendo em vista a emissão de Debêntures no valor de R\$750.000.000,00 e o Processo de Reestruturação Financeira (considerando a quitação do Empréstimo-Ponte).



## **SITUAÇÃO FINANCEIRA DA EMISSORA**

### **DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS SELECIONADAS**

Os dados financeiros selecionados da Companhia estão em conformidade com as Demonstrações Financeiras da Emissora dos períodos indicados (e com as notas explicativas àquelas) incluídas neste Prospecto e devem, portanto, ser lidos em conjunto com as mesmas. As Demonstrações Financeiras dos exercícios encerrados em 31 de dezembro 2002, 2003 e 2004 foram auditadas; as do período encerrado em 30 de junho de 2004 foram revisadas pela empresa PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, e a do período encerrado em 30 de junho de 2005 foram revisadas pela Deloitte Touche Tohmatsu. Os resultados das operações da Companhia relativas ao período de 6 meses encerrado em 30 de junho de 2005 não são necessariamente indicativos dos resultados das operações a serem esperados para todo o exercício financeiro a encerrar-se em 31 de dezembro de 2005.

		Em milhares de R\$					
		30/6/2005	% do Ativo Total	30/6/2004	% do Ativo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Ativo</b>							
<b>Circulante</b>							
<b>Disponível</b>							
Bancos	42.795	1,3%	44.465	1,3%	(1.670)	-3,8%	
Aplicações financeiras	218.460	6,6%	445.473	13,0%	(227.013)	-51,0%	
	261.255	7,9%	489.938	14,3%	(228.683)	-46,7%	
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>							
Consumidores e fornecedores	431.508	13,0%	350.674	10,2%	80.834	23,1%	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(46.563)	-1,4%	(30.319)	-0,9%	(16.244)	53,6%	
Reposicionamento tarifário	178.615	5,4%	39.849	0,01	138.766	3,48	
Energia livre	50.057	1,5%	42.281	1,2%	7.776	18,4%	
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento	61.556	1,9%	62.929	1,8%	(1.373)	-2,2%	
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	-	-	1.639	0,0%	(1.639)	-100,0%	
Almoxarifado	3.511	0,1%	2.159	0,1%	1.352	62,6%	
Adiantamentos a fornecedores	2.850	0,1%	3.363	0,1%	(513)	-15,3%	
Tributos a compensar	22.843	0,7%	16.604	0,5%	6.239	37,6%	
Antecipação de imposto de renda e contribuição social	50.522	1,5%	16.166	0,5%	34.356	212,5%	
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA	68.142	2,1%	87.195	2,5%	(19.053)	-21,9%	
Outras despesas pagas antecipadamente	336	0,0%	239	0,0%	97	40,6%	
Caução de fundos	36.755	1,1%	18.007	0,5%	18.748	104,1%	
Outros créditos	14.107	0,4%	14.656	0,4%	(549)	-3,7%	
	874.239	26,4%	625.442	18,2%	248.797	39,8%	
	1.135.494	34,3%	1.115.380	32,5%	20.114	1,8%	
<b>Realizável a Longo Prazo</b>							
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>							
Parcelamentos de débitos de contas de energia	21.589	0,7%	14.975	0,4%	6.614	44,2%	
Reposicionamento tarifário	1.885	0,1%	103.607	0,03	(101.722)	-98,2%	
Recomposição PIS/COFINS	81.252	2,5%	-	-	81.252	-	
Energia elétrica longo prazo - MAE	26.900	0,8%	28.370	0,01	(1.470)	-5,2%	
Energia livre	16.686	0,5%	56.375	1,6%	(39.689)	-70,4%	
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento	15.389	0,5%	64.249	1,9%	(48.860)	-76,0%	
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA	102.511	3,1%	148.960	4,3%	(46.449)	-31,2%	
Depósitos Judiciais	25.347	0,8%	-	-	25.347	-	
Créditos fiscais diferidos	12.765	0,4%	-	-	12.765	-	
Outros	2.295	0,1%	4.008	0,1%	(1.713)	-42,7%	
	306.619	9,3%	420.544	12,3%	(113.925)	-27,1%	
<b>Permanente</b>							
Investimentos	9.220	0,3%	4.473	0,1%	4.747	106,1%	
Imobilizado							
Em serviço	2.237.327	67,6%	2.125.240	62,0%	112.087	5,3%	
Depreciação acumulada	(1.021.960)	-30,9%	(941.957)	-27,5%	(80.003)	8,5%	
	1.215.367	36,7%	1.183.283	34,5%	32.084	2,7%	
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda	788.647	23,8%	830.554	24,2%	(41.907)	-5,0%	
Em curso	94.060	2,8%	63.034	1,8%	31.026	49,2%	
	2.098.074	63,4%	2.076.871	60,6%	21.203	1,0%	
Obrigações especiais	(239.167)	-7,2%	(209.368)	-6,1%	(29.799)	14,2%	
	1.858.907	56,2%	1.867.503	54,5%	(8.596)	-0,5%	
Diferido	-	-	21.202	0,6%	(21.202)	-100,0%	
	1.868.127	56,4%	1.893.178	55,2%	(25.051)	-1,3%	
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.310.240</b>	<b>100%</b>	<b>3.429.102</b>	<b>100%</b>	<b>(118.862)</b>	<b>-3,5%</b>	

Em milhares de R\$						
	30/6/2005	% do Passivo Total	30/6/2004	% do Passivo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	22.079	0,7%	22.832	0,7%	(753)	-3,3%
Supridores de energia elétrica	142.018	4,3%	148.285	4,3%	(6.267)	-4,2%
Energia livre	50.072	1,5%	40.968	1,2%	9.104	22,2%
Tributos a recolher	234.316	7,1%	155.509	4,5%	78.807	50,7%
Empréstimos e financiamentos	160.780	4,9%	120.065	3,5%	40.715	33,9%
Contas a pagar - acionistas	517.261	15,6%	517.953	15,1%	(692)	-0,1%
Debêntures	-	0,0%	21.102	0,6%	(21.102)	-100,0%
Dívidas com pessoas ligadas	3.695	0,1%	5.502	0,2%	(1.807)	-32,8%
Encargos do consumidor	19.221	0,6%	28.026	0,8%	(8.805)	-31,4%
Salários e contribuições sociais	25.338	0,8%	25.970	0,8%	(632)	-2,4%
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS	3.819	0,1%	5.115	0,1%	(1.296)	-25,3%
Provisão para contingências	142.969	4,3%	92.336	2,7%	50.633	54,8%
Outros passivos circulantes	14.277	0,4%	12.401	0,4%	1.876	15,1%
	<b>1.335.845</b>	<b>40,4%</b>	<b>1.196.064</b>	<b>34,9%</b>	<b>139.781</b>	<b>11,7%</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>						
Tributos a recolher	756	0,0%	-	0,0%	756	-
Empréstimos e financiamentos	55.540	1,7%	262.044	7,6%	(206.504)	-78,8%
Dívidas com pessoas ligadas	1.211.912	36,6%	1.838.909	53,6%	(626.997)	-34,1%
Energia livre	16.691	0,5%	54.624	1,6%	(37.933)	-69,4%
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária	27.373	0,8%	-	0,0%	27.373	0,0%
Plano de pensão	5.094	0,2%	5.169	0,2%	(75)	-1,5%
Outros	712	0,0%	26.592	0,8%	(25.880)	-97,3%
	<b>1.318.078</b>	<b>39,8%</b>	<b>2.187.338</b>	<b>63,8%</b>	<b>(869.260)</b>	<b>-39,7%</b>
<b>Total do Passivo</b>	<b>2.653.923</b>	<b>80,2%</b>	<b>3.383.402</b>	<b>98,7%</b>	<b>(729.479)</b>	<b>-21,6%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	969.455	29,3%	969.455	28,3%	-	0,0%
Reservas de capital	15.111	0,5%	14.058	0,4%	1.053	7,5%
Prejuízos acumulados	(328.249)	-9,9%	(937.813)	-27,3%	609.564	-65,0%
	<b>656.317</b>	<b>19,8%</b>	<b>45.700</b>	<b>1,3%</b>	<b>610.617</b>	<b>1336,1%</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.310.240</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.429.102</b>	<b>100,0%</b>	<b>(118.862)</b>	<b>-3,5%</b>

**Demonstrações do Resultado**

	Em R\$ mil				Variação	
	30/06/05	% da Receita Total	30/06/04	% da Receita Total	R\$ mil	%
<b><u>Receitas operacionais</u></b>	<b><u>1.652.720</u></b>	<b><u>100,0%</u></b>	<b><u>1.406.776</u></b>	<b><u>100,0%</u></b>	<b><u>245.944</u></b>	<b><u>17,5%</u></b>
Clientes finais - fornecimento de energia	1.469.957	88,9%	1.227.606	87,3%	242.352	19,7%
Suprimento de Energia	243	0,0%	(278)	0,0%	521	187,4%
Receita reposicionamento tarifário	24.022	1,5%	84.770	6,0%	(60.748)	-71,7%
Encargos de capacidade emergencial	35.698	2,2%	48.230	3,4%	(12.532)	-26,0%
Receita uso do sistema	106.916	6,5%	34.859	2,5%	72.057	206,7%
Outras receitas	15.884	1,0%	11.589	0,8%	4.295	37,1%
<b><u>Deduções às receitas operacionais</u></b>	<b><u>(513.146)</u></b>	<b><u>-31,0%</u></b>	<b><u>(418.220)</u></b>	<b><u>-29,7%</u></b>	<b><u>(94.926)</u></b>	<b><u>-22,7%</u></b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(10.752)	-0,7%	(10.859)	-0,8%	107	1,0%
Quota para a conta consumo combustível - CCC e CDE	(113.864)	-6,9%	(60.296)	-4,3%	(53.568)	-88,8%
Repasse de encargos de capacidade emergencial	(30.077)	-1,8%	(42.692)	-3,0%	12.615	29,5%
ICMS s/ fornecimento	(289.820)	-17,5%	(240.288)	-17,1%	(49.532)	-20,6%
Recomposição PIS/Cofins	38.374	2,3%	-	-	38.374	-
COFINS	(88.376)	-5,3%	(52.192)	-3,7%	(36.184)	-69,3%
PIS	(18.457)	-1,1%	(11.780)	-0,8%	(6.676)	-56,7%
ISS	(174)	0,0%	(113)	0,0%	(61)	-54,0%
<b><u>Receitas operacionais líquidas</u></b>	<b><u>1.139.574</u></b>	<b><u>69,0%</u></b>	<b><u>988.556</u></b>	<b><u>70,3%</u></b>	<b><u>151.018</u></b>	<b><u>15,3%</u></b>
<b><u>Custo dos Serviços Prestados a Terceiros</u></b>						
<i>Custo do Serviço de Energia Elétrica</i>	<b><u>(575.702)</u></b>	<b><u>-34,8%</u></b>	<b><u>(548.282)</u></b>	<b><u>-39,0%</u></b>	<b><u>(27.420)</u></b>	<b><u>-5,0%</u></b>
Energia comprada para revenda	(575.702)	-34,8%	(548.282)	-39,0%	(27.420)	-5,0%
<i>Custo da Operação</i>	<b><u>(155.936)</u></b>	<b><u>-9,4%</u></b>	<b><u>(145.838)</u></b>	<b><u>-10,4%</u></b>	<b><u>(10.098)</u></b>	<b><u>-6,9%</u></b>
Pessoal	(49.161)	-3,0%	(42.967)	-3,1%	(6.194)	-14,4%
Materiais	(8.933)	-0,5%	(7.068)	-0,5%	(1.865)	-26,4%
Serviços de terceiros	(26.572)	-1,6%	(19.248)	-1,4%	(7.324)	-38,1%
Depreciação e outras amortizações	(51.871)	-3,1%	(52.341)	-3,7%	470	0,9%
Outros	(19.399)	-1,2%	(24.214)	-1,7%	4.815	19,9%
<b><u>Despesas operacionais</u></b>	<b><u>(89.397)</u></b>	<b><u>-5,4%</u></b>	<b><u>(70.673)</u></b>	<b><u>-5,0%</u></b>	<b><u>(18.724)</u></b>	<b><u>-26,5%</u></b>
Despesas com vendas	(4.742)	-0,3%	(6.643)	-0,5%	1.901	28,6%
Despesas gerais administrativas	(23.147)	-1,4%	(21.641)	-1,5%	(1.506)	-7,0%
Amortização do ágio	(25.123)	-1,5%	(16.784)	-1,2%	(8.339)	-49,7%
Outras Despesas Operacionais	(36.385)	-2,2%	(25.605)	-1,8%	(10.780)	-42,1%
<b><u>Resultado do serviço</u></b>	<b><u>318.540</u></b>	<b><u>19,3%</u></b>	<b><u>223.763</u></b>	<b><u>15,9%</u></b>	<b><u>94.777</u></b>	<b><u>42,4%</u></b>
<b><u>Resultado de participações societárias</u></b>	<b><u>(464)</u></b>	<b><u>0,0%</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(464)</u></b>	<b><u>-</u></b>
<b><u>Resultado financeiro</u></b>	<b><u>53.321</u></b>	<b><u>3,2%</u></b>	<b><u>(230.808)</u></b>	<b><u>-16,4%</u></b>	<b><u>284.129</u></b>	<b><u>123,1%</u></b>
<b><u>Resultado operacional</u></b>	<b><u>371.396</u></b>	<b><u>22,5%</u></b>	<b><u>(7.045)</u></b>	<b><u>-0,5%</u></b>	<b><u>378.441</u></b>	<b><u>5371,8%</u></b>
<b><u>Resultado não operacional</u></b>	<b><u>44</u></b>	<b><u>0,0%</u></b>	<b><u>(2.813)</u></b>	<b><u>-0,2%</u></b>	<b><u>2.857</u></b>	<b><u>101,6%</u></b>
<b><u>Lucro líquido / (prejuízo) antes da CS e IR</u></b>	<b><u>371.440</u></b>	<b><u>22,5%</u></b>	<b><u>(9.858)</u></b>	<b><u>-0,7%</u></b>	<b><u>381.298</u></b>	<b><u>3867,9%</u></b>
Imposto de renda	(65.193)	-3,9%	(32.192)	-2,3%	(33.001)	-102,5%
Contribuição social	(22.728)	-1,4%	(11.417)	-0,8%	(11.311)	-99,1%
Imposto de renda diferido	9.360	0,6%	-	-	9.360	-
Contribuição social diferido	3.406	0,2%	-	-	3.406	-
<b><u>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</u></b>	<b><u>296.285</u></b>	<b><u>17,9%</u></b>	<b><u>(53.467)</u></b>	<b><u>-3,8%</u></b>	<b><u>349.752</u></b>	<b><u>654,1%</u></b>
<b>EBITDA</b>	<b>395.533</b>	<b>23,9%</b>	<b>292.888</b>	<b>20,8%</b>	<b>102.645</b>	<b>35,0%</b>

Em milhares de R\$						
	2004	% do Ativo Total	2003	% do Ativo Total	Varição R\$ mil	Varição %
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
<b>Disponível</b>						
Bancos	8.521	0,2%	53.061	1,6%	(44.540)	-83,9%
Aplicações financeiras	425.703	12,3%	313.422	9,6%	112.281	35,8%
	434.224	12,6%	366.483	11,2%	67.741	18,5%
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Consumidores e supridores	398.809	11,6%	352.911	10,8%	45.898	13,0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(37.091)	-1,1%	(30.144)	-0,9%	(6.947)	23,0%
Reposicionamento tarifário	129.780	3,8%	6.521	0,2%	123.259	18,90
Energia livre	45.702	1,3%	39.303	1,2%	6.399	16,3%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento	60.011	1,7%	59.521	1,8%	490	0,8%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	-	-	6.557	0,2%	(6.557)	-100,0%
Almoxarifado	2.492	0,1%	2.223	0,1%	269	12,1%
Adiantamentos a fornecedores	4.967	0,1%	2.233	0,1%	2.734	122,4%
Tributos a compensar	19.495	0,6%	14.123	0,4%	5.372	38,0%
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA	78.147	2,3%	32.414	1,0%	45.733	141,1%
Outras despesas pagas antecipadamente	401	0,0%	957	0,0%	(556)	-58,1%
Caução de fundos	46.574	1,3%	45.776	1,4%	798	1,7%
Outros créditos	13.930	0,4%	14.781	0,5%	(851)	-5,8%
	763.217	22,1%	547.176	16,7%	216.041	39,5%
	1.197.441	34,7%	913.659	27,9%	283.782	31,1%
<b>Realizável a Longo Prazo</b>						
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Parcelamentos de débitos de contas de energia	20.432	0,6%	15.900	0,5%	4.532	28,5%
Reposicionamento tarifário	26.698	0,8%	52.166	1,6%	(25.468)	-48,8%
Recomposição PIS/COFINS	42.017	1,2%	-	-	42.017	-
Energia elétrica longo prazo - MAE	27.492	0,8%	30.365	0,9%	(2.873)	-9,5%
Energia livre	38.085	1,1%	72.056	2,2%	(33.971)	-47,1%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento	45.008	1,3%	89.281	2,7%	(44.273)	-49,6%
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA	155.751	4,5%	160.266	4,9%	(4.515)	-2,8%
Depósitos Judiciais	25.276	0,7%	354	0,0%	24.922	7040,1%
Outros	2.830	0,1%	725	0,0%	2.105	290,3%
	383.589	11,1%	421.113	12,9%	(37.524)	-8,9%
<b>Permanente</b>						
Investimentos	9.622	0,3%	5.040	0,2%	4.582	90,9%
Imobilizado	-					
Em serviço	2.162.708	62,7%	2.079.877	63,5%	82.831	4,0%
Depreciação acumulada	(981.225)	-28,4%	(906.362)	-27,7%	(74.863)	8,3%
	1.181.483	34,2%	1.173.515	35,8%	7.968	0,7%
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda	813.770	23,6%	847.337	25,9%	(33.567)	-4,0%
Em curso	83.228	2,4%	73.498	2,2%	9.730	13,2%
	2.078.481	60,2%	2.094.350	63,9%	(15.869)	-0,8%
Obrigações especiais	(218.657)	-6,3%	(200.390)	-6,1%	(18.267)	9,1%
	1.859.824	53,9%	1.893.960	57,8%	(34.136)	-1,8%
Diferido	31	0,0%	42.373	1,3%	(42.342)	-99,9%
	1.869.477	54,2%	1.941.373	59,3%	(71.896)	-3,7%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.450.507</b>	<b>100%</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100%</b>	<b>174.362</b>	<b>5,3%</b>

Em milhares de R\$						
	2004	% do Passivo Total	2003	% do Passivo Total	Varição R\$ mil	Varição %
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	28.725	0,8%	25.425	0,8%	3.300	13,0%
Supridores de energia elétrica	154.516	4,5%	155.971	4,8%	(1.455)	-0,9%
Energia livre	44.826	1,3%	37.726	1,2%	7.100	18,8%
Tributos a recolher	148.722	4,3%	110.273	3,4%	38.449	34,9%
Empréstimos e financiamentos	211.784	6,1%	81.358	2,5%	130.426	160,3%
Contas a pagar - acionistas	517.689	15,0%	138.001	4,2%	379.688	275,1%
Debêntures	23.473	0,7%	1.420	0,0%	22.053	1553,0%
Dívidas com pessoas ligadas	4.637	0,1%	42.776	1,3%	(38.139)	-89,2%
Encargos do consumidor	22.359	0,6%	19.829	0,6%	2.530	12,8%
Salários e contribuições sociais	27.077	0,8%	32.116	1,0%	(5.039)	-15,7%
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS	4.212	0,1%	6.407	0,2%	(2.195)	-34,3%
Provisão para contingências	130.411	3,8%	84.482	2,6%	45.929	54,4%
Outros passivos circulantes	11.806	0,3%	13.133	0,4%	(1.327)	-10,1%
	<b>1.330.237</b>	<b>38,6%</b>	<b>748.917</b>	<b>22,9%</b>	<b>581.320</b>	<b>77,6%</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>						
Tributos a recolher	425	0,0%	-	-	425	-
Debêntures	-	-	19.475	0,6%	(19.475)	-100,0%
Empréstimos e financiamentos	111.705	3,2%	240.980	7,4%	(129.275)	-53,6%
Contas a pagar - acionistas	-	-	380.208	11,6%	(380.208)	-100,0%
Dívidas com pessoas ligadas	1.579.279	45,8%	1.710.510	52,2%	(131.231)	-7,7%
Energia livre	37.355	1,1%	69.165	2,1%	(31.810)	-46,0%
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária	25.229	0,7%	2.004	0,1%	23.225	1158,9%
Plano de pensão	5.687	0,2%	5.169	0,2%	518	10,0%
Outros	558	0,0%	550	0,0%	8	1,5%
	<b>1.760.238</b>	<b>51,0%</b>	<b>2.428.061</b>	<b>74,1%</b>	<b>(667.823)</b>	<b>-27,5%</b>
<b>Total do Passivo</b>	<b>3.090.475</b>	<b>89,6%</b>	<b>3.176.978</b>	<b>97,0%</b>	<b>(86.503)</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	969.455	28,1%	969.455	29,6%	-	-
Reservas de capital	15.111	0,4%	14.058	0,4%	1.053	7,5%
Prejuízos acumulados	(624.534)	-18,1%	(884.346)	-27,0%	259.812	-29,4%
	<b>360.032</b>	<b>10,4%</b>	<b>99.167</b>	<b>3,0%</b>	<b>260.865</b>	<b>263,1%</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.450.507</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100,0%</b>	<b>174.362</b>	<b>5,3%</b>

**Demonstrações do Resultado**

	Em R\$ mil				Variação	
	2004	% da Receita Total	2003	% da Receita Total	R\$ mil	%
<b>Receitas operacionais</b>	<b>2.929.640</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.445.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>484.278</b>	<b>19,8%</b>
Clientes finais - fornecimento de energia	2.609.451	89,1%	2.244.183	91,8%	365.268	16,3%
Suprimento de Energia	376	0,0%	7.898	0,3%	(7.522)	-95,2%
Receita reposicionamento tarifário	97.792	3,3%	58.687	2,4%	39.105	66,6%
Energia Livre	-	-	22.384	0,01	(22.384)	-100,0%
Encargos de capacidade emergencial	90.964	3,1%	64.114	2,6%	26.850	41,9%
Receita uso do sistema	105.642	3,6%	29.948	1,2%	75.694	252,8%
Outras receitas	25.415	0,9%	18.148	0,7%	7.267	40,0%
<b>Deduções às receitas operacionais</b>	<b>(883.737)</b>	<b>-30,2%</b>	<b>(679.561)</b>	<b>-27,8%</b>	<b>(204.176)</b>	<b>-30,0%</b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(21.218)	-0,7%	(21.782)	-0,9%	564	2,6%
Quota para a conta consumo combustível - CCC e CDE	(158.336)	-5,4%	(97.684)	-4,0%	(60.652)	-62,1%
Repasse de encargos de capacidade emergencial	(82.062)	-2,8%	(60.601)	-2,5%	(21.461)	-35,4%
ICMS s/ fornecimento	(495.967)	-16,9%	(408.833)	-16,7%	(87.134)	-21,3%
ICMS - Demanda	(19.939)	-0,7%	-	-	(19.939)	-
Recomposição PIS/Cofins	40.211	1,4%	-	-	40.211	-
COFINS	(119.708)	-4,1%	(73.390)	-3,0%	(46.318)	-63,1%
PIS	(26.438)	-0,9%	(17.047)	-0,7%	(9.391)	-55,1%
ISS	(280)	0,0%	(224)	0,0%	(56)	-25,0%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>2.045.903</b>	<b>69,8%</b>	<b>1.765.801</b>	<b>72,2%</b>	<b>280.102</b>	<b>15,9%</b>
<b>Custo dos Serviços Prestados a Terceiros</b>						
<i>Custo do Serviço de Energia Elétrica</i>	<b>(1.137.647)</b>	<b>-38,8%</b>	<b>(1.084.834)</b>	<b>-44,4%</b>	<b>(52.813)</b>	<b>-4,9%</b>
Energia comprada para revenda	(1.137.647)	-38,8%	(1.067.687)	-43,7%	(69.960)	-6,6%
Energia Livre	-	-	(17.147)	(0,01)	17.147	100,0%
<i>Custo da Operação</i>	<b>(307.673)</b>	<b>-10,5%</b>	<b>(292.364)</b>	<b>-12,0%</b>	<b>(15.309)</b>	<b>-5,2%</b>
Pessoal	(91.251)	-3,1%	(94.944)	-3,9%	3.693	3,9%
Materiais	(16.882)	-0,6%	(15.648)	-0,6%	(1.234)	-7,9%
Serviços de terceiros	(48.792)	-1,7%	(42.467)	-1,7%	(6.325)	-14,9%
Depreciação e outras amortizações	(104.300)	-3,6%	(101.165)	-4,1%	(3.135)	-3,1%
Outros	(46.448)	-1,6%	(38.140)	-1,6%	(8.308)	-21,8%
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(149.837)</b>	<b>-5,1%</b>	<b>(138.329)</b>	<b>-5,7%</b>	<b>(11.508)</b>	<b>-8,3%</b>
Despesas com vendas	(12.780)	-0,4%	(10.947)	-0,4%	(1.833)	-16,7%
Despesas gerais administrativas	(44.941)	-1,5%	(47.741)	-2,0%	2.800	5,9%
Amortização do ágio	(33.568)	-1,1%	(36.315)	-1,5%	2.747	7,6%
Outras Despesas Operacionais	(58.548)	-2,0%	(43.326)	-1,8%	(15.222)	-35,1%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>450.746</b>	<b>15,4%</b>	<b>250.274</b>	<b>10,2%</b>	<b>200.472</b>	<b>80,1%</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>4.052</b>	<b>0,1%</b>	<b>(5.358)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>9.410</b>	<b>175,6%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(114.377)</b>	<b>-3,9%</b>	<b>151.626</b>	<b>6,2%</b>	<b>(266.003)</b>	<b>-175,4%</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>340.421</b>	<b>11,6%</b>	<b>396.542</b>	<b>16,2%</b>	<b>(56.121)</b>	<b>-14,2%</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>(6.616)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>(6.688)</b>	<b>-0,3%</b>	<b>72</b>	<b>1,1%</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) antes da CS e IR</b>	<b>333.805</b>	<b>11,4%</b>	<b>389.854</b>	<b>15,9%</b>	<b>(56.049)</b>	<b>-14,4%</b>
Imposto de renda	(55.808)	-1,9%	(24.553)	-1,0%	(31.255)	-127,3%
Contribuição social	(18.185)	-0,6%	(8.019)	-0,3%	(10.166)	-126,8%
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</b>	<b>259.812</b>	<b>8,9%</b>	<b>357.282</b>	<b>14,6%</b>	<b>(97.470)</b>	<b>-27,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>588.614</b>	<b>20,1%</b>	<b>387.754</b>	<b>15,9%</b>	<b>200.860</b>	<b>51,8%</b>

Em milhares de R\$						
	2003	% do Ativo Total	2002	% do Ativo Total	Varição R\$ mil	Varição %
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
<b>Disponível</b>						
Bancos	53.061	1,6%	17.216	0,5%	35.845	208,2%
Aplicações financeiras	313.422	9,6%	155.082	4,6%	158.340	102,1%
	366.483	11,2%	172.298	5,1%	194.185	112,7%
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Consumidores e supridores	352.911	10,8%	454.965	13,5%	(102.054)	-22,4%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(30.144)	-0,9%	(33.800)	-1,0%	3.656	-10,8%
Reposicionamento tarifário	6.521	0,2%	-	-	6.521	-
Energia livre	39.303	1,2%	32.176	1,0%	7.127	22,2%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento	59.521	1,8%	67.355	2,0%	(7.834)	-11,6%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	6.557	0,2%	-	-	6.557	-
Almoxarifado	2.223	0,1%	2.033	0,1%	190	9,3%
Adiantamentos a fornecedores	2.233	0,1%	3.306	0,1%	(1.073)	-32,5%
Tributos a compensar	14.123	0,4%	12.842	0,4%	1.281	10,0%
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA	32.414	1,0%	5.480	0,2%	26.934	491,5%
Outras despesas pagas antecipadamente	957	0,0%	1.341	0,0%	(384)	-28,6%
Caução de fundos	45.776	1,4%	-	-	45.776	-
Outros créditos	14.781	0,5%	10.763	0,3%	4.018	37,3%
	547.176	16,7%	556.461	16,6%	(9.285)	-1,7%
	913.659	27,9%	728.759	21,7%	184.900	25,4%
<b>Realizável a Longo Prazo</b>						
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Parcelamentos de débitos de contas de energia	15.900	0,5%	21.758	0,6%	(5.858)	-26,9%
Reposicionamento tarifário	52.166	1,6%	-	-	52.166	-
Energia elétrica longo prazo - MAE	30.365	0,9%	-	-	30.365	-
Energia livre	72.056	2,2%	69.714	2,1%	2.342	3,4%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento	89.281	2,7%	106.645	3,2%	(17.364)	-16,3%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	-	0,0%	9.836	0,3%	(9.836)	-100,0%
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA	160.266	4,9%	143.399	4,3%	16.867	11,8%
Depositos Judiciais	354	0,0%	-	-	354	-
Outros	725	0,0%	1.727	0,1%	(1.002)	-58,0%
	421.113	12,9%	353.079	10,5%	68.034	19,3%
<b>Permanente</b>						
Investimentos	5.040	0,2%	10.109	0,3%	(5.069)	-50,1%
Imobilizado						
Em serviço	2.079.877	63,5%	1.958.056	58,3%	121.821	6,2%
Depreciação acumulada	(906.362)	-27,7%	(830.114)	-24,7%	(76.248)	9,2%
	1.173.515	35,8%	1.127.942	33,6%	45.573	4,0%
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda	847.337	25,9%	883.653	26,3%	(36.316)	-4,1%
Em curso	73.498	2,2%	62.628	1,9%	10.870	17,4%
	2.094.350	63,9%	2.074.223	61,7%	20.127	1,0%
Obrigações especiais	(200.390)	-6,1%	(183.168)	-5,5%	(17.222)	9,4%
	1.893.960	57,8%	1.891.055	56,3%	2.905	0,2%
Diferido	42.373	1,3%	84.714	2,5%	(42.341)	-50,0%
	1.941.373	59,3%	1.985.878	59,1%	(44.505)	-2,2%
Passivo a descoberto	-	-	291.606	8,7%	(291.606)	-100%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100%</b>	<b>3.359.322</b>	<b>100%</b>	<b>(83.177)</b>	<b>-2,5%</b>



Em milhares de R\$						
	2003	% do Passivo Total	2002	% do Passivo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	25.425	0,8%	17.745	0,5%	7.680	43,3%
Supridores de energia elétrica	155.971	4,8%	178.107	5,3%	(22.136)	-12,4%
Energia livre	37.726	1,2%	31.001	0,9%	6.725	21,7%
Tributos a recolher	110.273	3,4%	57.148	1,7%	53.125	93,0%
Empréstimos e financiamentos	81.358	2,5%	90.975	2,7%	(9.617)	-10,6%
Contas a pagar - acionistas	138.001	4,2%	492	0,0%	137.509	27949,0%
Debêntures	1.420	0,0%	1.338	0,0%	82	6,1%
Dívidas com pessoas ligadas	42.776	1,3%	-	-	42.776	-
Encargos do consumidor	19.829	0,6%	13.399	0,4%	6.430	48,0%
Salários e contribuições sociais	32.116	1,0%	26.879	0,8%	5.237	19,5%
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS	6.407	0,2%	8.079	0,2%	(1.672)	-20,7%
Provisão para contingências	84.482	2,6%	65.659	2,0%	18.823	28,7%
Outros passivos circulantes	13.133	0,4%	12.371	0,4%	762	6,2%
	<b>748.917</b>	<b>22,9%</b>	<b>503.193</b>	<b>15,0%</b>	<b>245.724</b>	<b>48,8%</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>						
Tributos a recolher	-	-	13.016	0,4%	(13.016)	-100%
Debêntures	19.475	0,6%	18.326	0,5%	1.149	6,3%
Empréstimos e financiamentos	240.980	7,4%	263.565	7,8%	(22.585)	-8,6%
Contas a pagar - acionistas	380.208	11,6%	518.208	15,4%	(138.000)	-26,6%
Dívidas com pessoas ligadas	1.710.510	52,2%	1.971.515	58,7%	(261.005)	-13,2%
Energia livre	69.165	2,1%	67.169	2,0%	1.996	3,0%
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária	2.004	0,1%	-	-	2.004	-
Plano de pensão	5.169	0,2%	3.712	0,1%	1.457	39,3%
Outros	550	0,0%	618	0,0%	(68)	-11,0%
	<b>2.428.061</b>	<b>74,1%</b>	<b>2.856.129</b>	<b>85,0%</b>	<b>(428.068)</b>	<b>-15,0%</b>
<b>Total do Passivo</b>	<b>3.176.978</b>	<b>97,0%</b>	<b>3.359.322</b>	<b>100,0%</b>	<b>(182.344)</b>	<b>-5,4%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	969.455	29,6%	969.455	28,9%	-	-
Reservas de capital	14.058	0,4%	14.058	0,4%	-	-
Prejuízos acumulados	(884.346)	-27,0%	(1.275.119)	-38,0%	390.773	-30,6%
	<b>99.167</b>	<b>3,0%</b>	<b>(291.606)</b>	<b>-8,7%</b>	<b>390.773</b>	<b>-134,0%</b>
Passivo a descoberto	-	-	291.606	8,7%	(291.606)	-100,0%
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.359.322</b>	<b>100,0%</b>	<b>(83.177)</b>	<b>-2,5%</b>

**Demonstrações do Resultado**

	Em R\$ mil				Variação	
	2003	% da Receita Total	2002	% da Receita Total	R\$ mil	%
<b>Receitas operacionais</b>	<b>2.445.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.991.291</b>	<b>100,0%</b>	<b>454.071</b>	<b>22,8%</b>
Clientes finais - fornecimento de energia	2.244.183	91,8%	1.878.368	94,3%	365.815	19,5%
Suprimento de Energia	7.898	0,3%	49.183	2,5%	(41.285)	-83,9%
Receita reposicionamento tarifário	58.687	2,4%	-	-	58.687	-
Energia Livre	22.384	0,9%	(6.958)	-0,3%	29.342	-421,7%
Recuperação das perdas de receita do racionamento	-	0,0%	9.569	0,5%	(9.569)	-100,0%
Encargos de capacidade emergencial	64.114	2,6%	39.071	2,0%	25.043	64,1%
Receita uso do sistema	29.948	1,2%	9.042	0,5%	20.906	231,2%
Outras receitas	18.148	0,7%	13.016	0,7%	5.132	39,4%
<b>Deduções às receitas operacionais</b>	<b>(679.561)</b>	<b>-27,8%</b>	<b>(546.414)</b>	<b>-27,4%</b>	<b>(133.147)</b>	<b>-24,4%</b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(21.782)	-0,9%	(19.817)	-1,0%	(1.965)	-9,9%
Quota para a conta consumo combustível - CCC e CDE	(97.684)	-4,0%	(81.549)	-4,1%	(16.135)	-19,8%
Repasse de encargos de capacidade emergencial	(60.601)	-2,5%	(37.191)	-1,9%	(23.410)	-62,9%
ICMS s/ fornecimento	(408.833)	-16,7%	(334.991)	-16,8%	(73.842)	-22,0%
COFINS	(73.390)	-3,0%	(59.742)	-3,0%	(13.648)	-22,8%
PIS	(17.047)	-0,7%	(13.053)	-0,7%	(3.994)	-30,6%
ISS	(224)	0,0%	(71)	0,0%	(153)	-215,5%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.765.801</b>	<b>72,2%</b>	<b>1.444.877</b>	<b>72,6%</b>	<b>320.924</b>	<b>22,2%</b>
<b>Custo dos Serviços Prestados a Terceiros</b>						
<i>Custo do Serviço de Energia Elétrica</i>	<b>(1.084.834)</b>	<b>-44,4%</b>	<b>(945.838)</b>	<b>-47,5%</b>	<b>(138.996)</b>	<b>-14,7%</b>
Energia comprada para revenda	(1.067.687)	-43,7%	(952.542)	-47,8%	(115.145)	-12,1%
Energia Livre	(17.147)	-0,7%	6.704	0,3%	(23.851)	-355,8%
<i>Custo da Operação</i>	<b>(292.364)</b>	<b>-12,0%</b>	<b>(254.703)</b>	<b>-12,8%</b>	<b>(37.661)</b>	<b>-14,8%</b>
Pessoal	(94.944)	-3,9%	(75.303)	-3,8%	(19.641)	-26,1%
Materiais	(15.648)	-0,6%	(12.656)	-0,6%	(2.992)	-23,6%
Serviços de terceiros	(42.467)	-1,7%	(32.663)	-1,6%	(9.804)	-30,0%
Depreciação e outras amortizações	(101.165)	-4,1%	(95.606)	-4,8%	(5.559)	-5,8%
Outros	(38.140)	-1,6%	(38.476)	-1,9%	336	0,9%
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(138.329)</b>	<b>-5,7%</b>	<b>(106.993)</b>	<b>-5,4%</b>	<b>(31.336)</b>	<b>-29,3%</b>
Despesas com vendas	(10.947)	-0,4%	(11.115)	-0,6%	168	1,5%
Despesas gerais administrativas	(47.741)	-2,0%	(33.968)	-1,7%	(13.773)	-40,5%
Amortização do ágio	(36.315)	-1,5%	(25.294)	-1,3%	(11.021)	-43,6%
Outras Despesas Operacionais	(43.326)	-1,8%	(36.615)	-1,8%	(6.711)	-18,3%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>250.274</b>	<b>10,2%</b>	<b>137.343</b>	<b>6,9%</b>	<b>112.931</b>	<b>82,2%</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>(5.358)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>1.898</b>	<b>0,1%</b>	<b>(7.256)</b>	<b>-382,3%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>151.626</b>	<b>6,2%</b>	<b>(894.145)</b>	<b>-44,9%</b>	<b>1.045.771</b>	<b>117,0%</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>396.542</b>	<b>16,2%</b>	<b>(754.904)</b>	<b>-37,9%</b>	<b>1.151.446</b>	<b>152,5%</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>(6.688)</b>	<b>-0,3%</b>	<b>(10.211)</b>	<b>-0,5%</b>	<b>3.523</b>	<b>34,5%</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) antes da CS e IR</b>	<b>389.854</b>	<b>15,9%</b>	<b>(765.115)</b>	<b>-38,4%</b>	<b>1.154.969</b>	<b>151,0%</b>
Imposto de renda	(24.553)	-1,0%	-	-	(24.553)	-
Contribuição social	(8.019)	-0,3%	-	-	(8.019)	-
Imposto de renda diferido	-	-	(132.457)	-6,7%	132.457	100,0%
Contribuição social diferida	-	-	(42.206)	-2,1%	42.206	100,0%
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</b>	<b>357.282</b>	<b>14,6%</b>	<b>(939.778)</b>	<b>-47,2%</b>	<b>1.297.060</b>	<b>138,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>387.754</b>	<b>15,9%</b>	<b>258.244</b>	<b>13,0%</b>	<b>129.510</b>	<b>50,2%</b>

## **Informações Operacionais da Elektro**

### ***Desempenho Operacional em 2002***

#### **Indicadores Técnicos**

A prestação dos serviços e a qualidade do fornecimento de energia elétrica demonstraram, no geral, contínua evolução desde a privatização da Elektro e pleno cumprimento dos padrões estabelecidos pela ANEEL e pelo Contrato de Concessão.

Os valores apurados dos indicadores de performance da Elektro (DEC e FEC) em 2002 foram influenciados:

- pelo blecaute do Sistema Interligado Nacional - SIN, ocorrido em 21 de janeiro de 2002, que abrangeu as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste do país, decorrente de pane no sistema de transmissão da rede básica, sob responsabilidade do ONS; e
- por um atípico vendaval e tempestade, ocorridos em 7 de setembro, que resultou na maior quantidade de ocorrências de queda do fornecimento de energia elétrica na área de concessão da Elektro em toda a sua história.

Expurgando-se os eventos atípicos acima referidos, os indicadores de desempenho da Elektro em 2002 teriam atingido os mesmos valores de 2001.

Estes resultados decorrem do programa de investimentos contínuos realizados nas redes de distribuição e subestações, que permitiram adequada performance operacional mesmo considerando-se, de acordo com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, o aumento, no mês de novembro de 2002, em relação ao ano de 2001, de 70% a 120% na incidência de descargas atmosféricas de alta intensidade na área de concessão da Elektro.

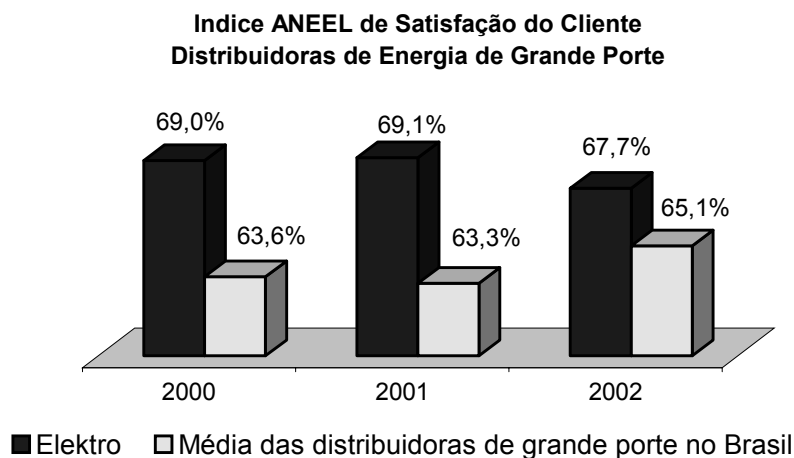
Com relação às perdas de energia, que podem ser divididas em duas principais categorias: (a) perdas técnicas e (b) perdas comerciais (sendo as perdas técnicas aquelas que ocorrem no curso normal da atividade de distribuição de energia elétrica e as perdas comerciais aquelas resultantes de ligações ilegais e fraude por parte dos consumidores, ou seja, que configuram o furto de energia elétrica), o índice em 2002 apresentou elevação em relação aos valores anteriormente verificados devido a um aumento das perdas comerciais, ocorridas principalmente em função do racionamento de energia elétrica. A Elektro implantou, a partir de janeiro de 2003, plano de ação visando reduzir as perdas comerciais.

Como reflexo de seus investimentos e da evolução dos indicadores técnicos, a Elektro manteve posição de destaque entre as grandes distribuidoras de energia elétrica (distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes) no que diz respeito à qualidade dos serviços prestados, conforme demonstrado pelo Índice ANEEL de Satisfação do Cliente (IASC), calculado através de pesquisa de satisfação no atendimento ao cliente realizada pelo Instituto Vox Populi:

- 2000: a Elektro foi considerada a melhor distribuidora de grande porte da região Sudeste e a melhor empresa privada de grande porte do Brasil (2ª entre as de grande porte na classificação geral);
- 2001: melhor distribuidora privada de grande porte do Brasil (4ª entre as de grande porte) no cômputo geral; e

- 2002: a Elektro repetiu a performance do ano anterior e foi considerada mais uma vez a melhor empresa privada de grande porte na distribuição de energia elétrica no Brasil, permanecendo como a 4ª entre as distribuidoras de grande porte no ranking geral.

A tabela abaixo demonstra o índice ANEEL de satisfação do cliente nos anos de 2000, 2001 e 2002:



### ***Desempenho Operacional em 2003***

Indicadores Técnicos <sup>(1)</sup>

	31.12.98	31.12.99	31.12.00	31.12.01	31.12.02	31.12.03	Padrão ANEEL 2003
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)	10,96	9,41	9,86	9,56	9,56 <sup>(2)</sup>	9,83	10,05
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções)	8,92	8,57	8,22	7,89	7,90 <sup>(2)</sup>	7,72	8,20
Perdas de Energia	7,07%	6,58%	6,33%	6,16%	7,02%	7,71%	-

(1) Índices considerando os últimos 12 meses.

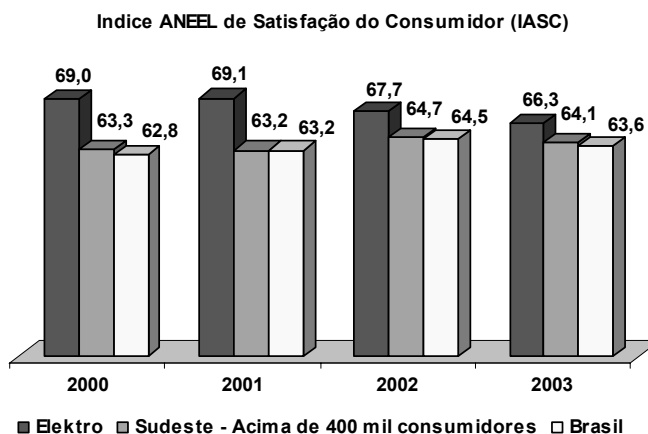
(2) Os indicadores de 31/12/2002 não consideram o blackout ocorrido em janeiro de 2002, nem o atípico vendaval e tempestade ocorridos em setembro de 2002. Caso considerados, os indicadores DEC e FEC seriam 11,97 e 8,96, respectivamente.

Os valores apurados dos indicadores técnicos (DEC e FEC) em 2003 apresentaram resultados melhores do que os padrões estipulados pela ANEEL, valorizando o desempenho operacional da Elektro no referido exercício, sendo que o resultado do índice FEC atingiu o melhor valor da história da Elektro.

O acréscimo das perdas de energia acumulado no ano de 2003 em relação aos valores verificados em 2002 deve-se ao aumento das perdas comerciais, ainda reflexo do racionamento. A Elektro implementou ao longo de 2003 um plano de ação fortemente focado na redução de perdas, cujos reflexos positivos foram observados no último trimestre de 2003. Este plano foi ainda intensificado em 2004.

Como reflexo de seus investimentos e da evolução dos indicadores técnicos, a Elektro manteve posição de destaque entre as distribuidoras de energia elétrica do Sudeste com mais de 400 mil consumidores e no Brasil, no que diz respeito à qualidade dos serviços prestados, conforme

demonstrado pelo Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), calculado através de pesquisa de satisfação no atendimento ao consumidor realizada pelo Instituto Vox Populi:

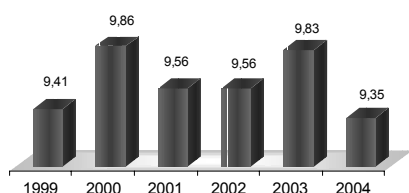


### ***Desempenho Operacional em 2004***

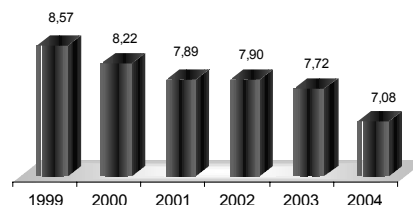
No ano de 2004, os indicadores técnicos DEC e FEC da Elektro foram melhores que os padrões exigidos pela ANEEL e apresentaram tendência de melhora. Este desempenho foi ocasionado pelos investimentos que foram feitos nos anos de 2002, 2003 e 2004.

Com o objetivo de prevenir e reduzir as perdas comerciais, a Elektro incrementou o plano de ação específico implementado em 2003, cujos resultados reduziram o índice de perdas de energia em 2004, conforme observa-se abaixo:

**DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**

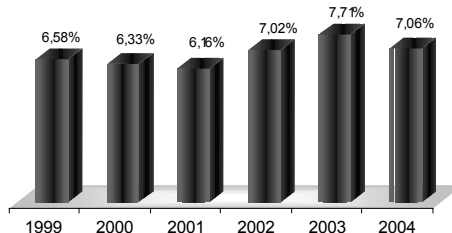


**FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções)**

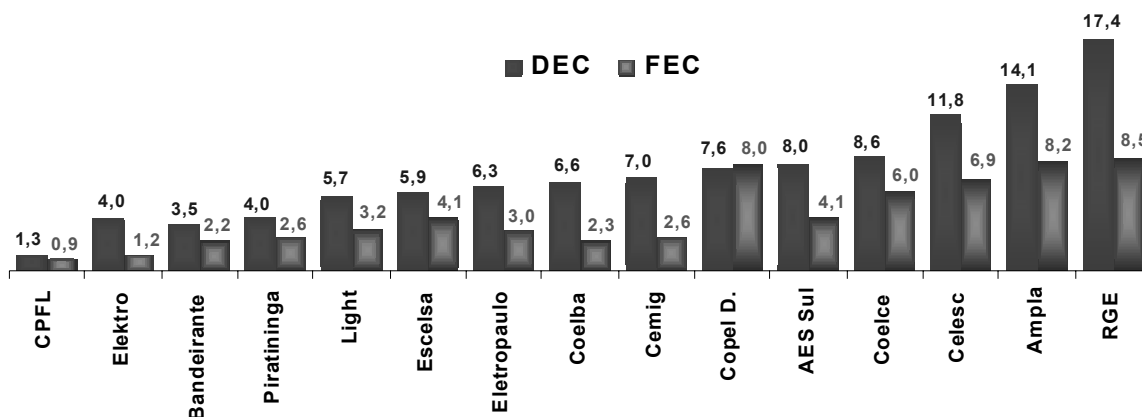


*Obs: os indicadores de DEC e FEC de 2002 não consideram o blackout ocorrido em janeiro, nem o atípico vendaval ocorrido em setembro daquele ano. Caso considerados, eles seriam 11,97 e 8,96 respectivamente. Os indicadores de 2004 não consideram o desligamento ocorrido em 17 de outubro, devido a um forte vendaval que atingiu toda a área de concessão, e a queda de uma torre de transmissão no município de Pirapozinho. Caso considerados, os indicadores DEC e FEC seriam 9,87 e 7,23, respectivamente.*

**Perdas de Energia**

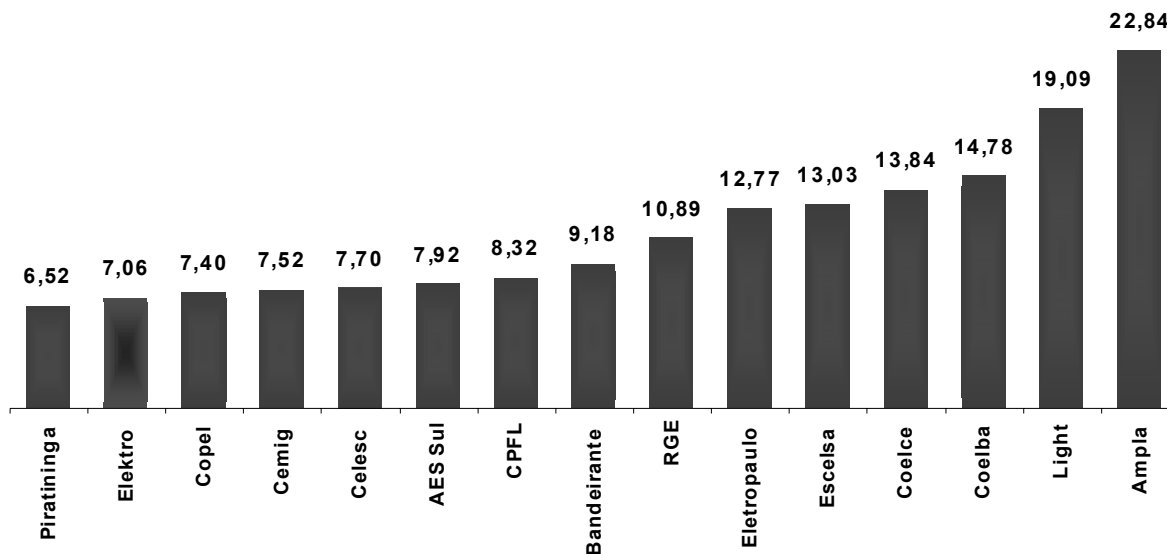


A Elektro mantém indicadores de qualidade do serviço prestado entre os melhores do setor. No conceito utilizado pela ABRADÉE, que avalia o desvio do indicador observado comparado com um indicador referencial calculado a partir das características da área de concessão de cada distribuidora, a Elektro apresenta o 2º melhor FEC e o 3º melhor DEC entre as distribuidoras do país filiadas à ABRADÉE, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



Fonte: ABRADÉE

A Elektro possui preocupação permanente com a redução de perdas e conta com projetos especiais que visam controlar e reduzir perdas técnicas e comerciais. Na comparação com o setor, a empresa apresenta o 2º melhor índice entre todas as distribuidoras do setor filiadas à ABRADÉE, conforme abaixo:



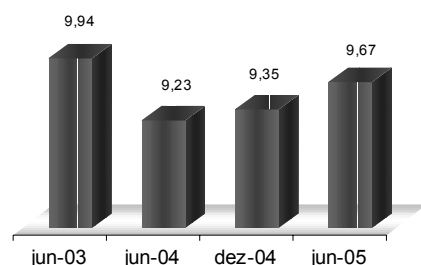
Fonte: ABRADÉE

## Desempenho Operacional no Primeiro Semestre de 2005

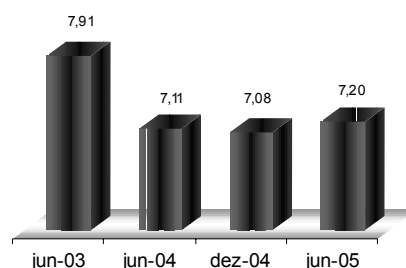
Os indicadores técnicos globais DEC e FEC da Elektro no período encerrado em 30 de junho de 2005 foram melhores que os padrões exigidos pela ANEEL.

Esse fato é decorrente dos investimentos que vêm sendo realizados nos últimos anos pela Elektro, do planejamento e execução de plano anual de manutenção e ações específicas em pontos críticos do desempenho. As tabelas abaixo demonstram os indicadores DEC e FEC para os períodos referentes a 30 de junho de 2003, 30 de junho de 2004, 31 de dezembro de 2004 e 30 de junho de 2005:

**DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**



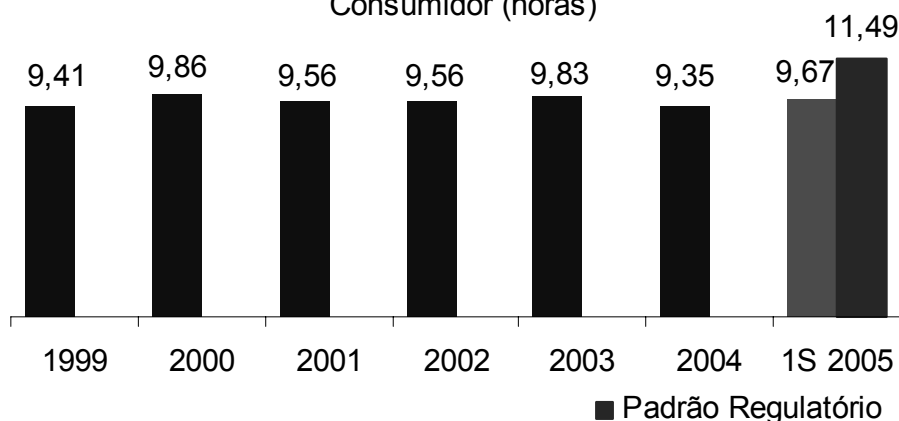
**FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções)**

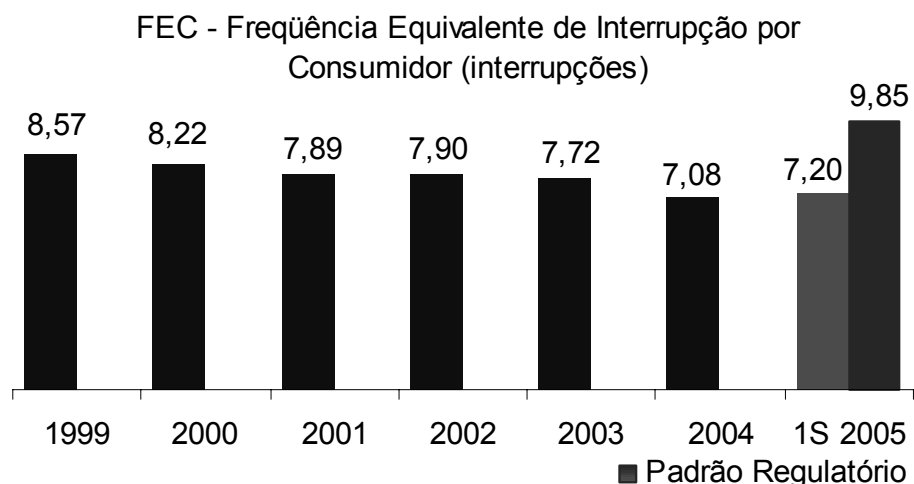


*Obs: Os indicadores de 2004 não consideram o desligamento ocorrido em 17 de outubro, devido a um forte vendaval que atingiu toda a área de concessão, e a queda de uma torre de transmissão no município de Pirapozinho. Já os indicadores de 2005 também não consideram os atípicos vendavais ocorridos em maio. Caso considerados, os indicadores DEC e FEC seriam 9,87 e 7,23 respectivamente em 2004 e 10,22 e 7,44 em 2005.*

Os gráficos a seguir demonstram os indicadores DEC e FEC para os períodos referentes a 31 de Dezembro de 1999, 2000, 2001, 2003 e 2004 e 30 de junho de 2005:

**DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**





(\*) Padrão Regulatório: exigência regulatória calculada a partir dos padrões estipulados pela ANEEL para os conjuntos de unidades consumidoras da Elektro.

Dando continuidade ao projeto de prevenção e redução de perdas comerciais, criado em 2003, a Elektro incrementou plano de ação específico, cujos resultados vêm reduzindo o índice de perdas de energia.

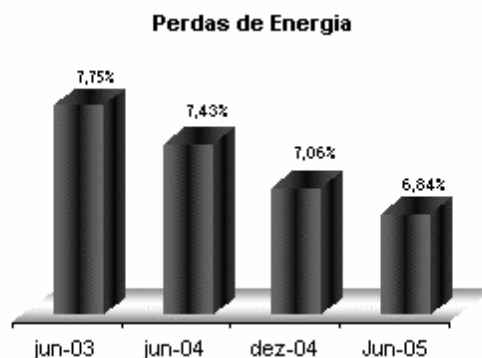
Ainda, com o objetivo de reduzir o índice de suas perdas globais, a Elektro vem desenvolvendo três programas principais, quais sejam:

*Inspeção de Medição:* este programa visa principalmente garantir a integridade do sistema de medição da Elektro, corrigindo, quando necessário, problemas que possam comprometer a qualidade e a precisão das medidas de consumo de energia, interferindo no faturamento da Emissora, com reflexos diretos na redução de perdas e aumento de sua receita.

*Substituição de Medidores:* por meio de estudos estatísticos, foi constatado grande montante de medidores com defeito instalado em clientes da Elektro. Com isso, foi planejado um programa direcionado para troca desses medidores com vida útil vencida, refletindo positivamente no sistema de faturamento da Emissora, já que qualquer falha ou defeito nestes equipamentos implica numa perda de receita para a mesma.

*Regularização de Favelas:* trata-se de um programa de caráter regulatório que visa regularizar ligações clandestinas.

A tabela abaixo apresenta os índices de perda de energia nos períodos referentes a 30 de junho de 2003, 30 de junho de 2004, 31 de dezembro de 2004 e 30 de junho de 2005:





## Desempenho Comercial em 2002

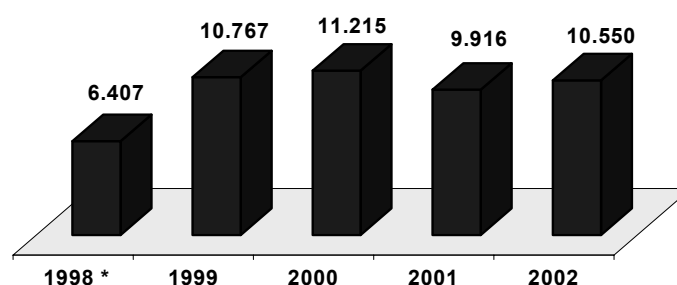
### Vendas de Energia - Clientes Finais

Em 2002, as vendas de energia da Elektro a Clientes Finais retornaram a patamares semelhantes aos registrados em 1999 e o consumo mensal médio por consumidor residencial da área de concessão da Elektro recuou para níveis abaixo do valor registrado no ano de 1990: 139 KWh/mês em 2002, comparado a 150 KWh/mês em 1990.

Estes resultados foram causados: (i) pelos efeitos do Programa de Racionamento de Energia sobre os hábitos de consumo dos clientes e avanços no uso mais eficiente de energia elétrica; (ii) pela redução no nível de renda e emprego; e (iii) pelo desempenho da economia paulista em 2002, que apresentou redução na produção industrial de 1,1%, quando comparado a 2001.

A Elektro registrou vendas de energia a Clientes Finais de 10.550 GWh em 2002, um aumento de 6,4% em relação a 2001. As vendas de 2001 refletem os efeitos causados pelo Programa de Racionamento de Energia Elétrica, que naquele ano vigorou de 1º de junho a 31 de dezembro. Em 2002, também houve reflexos do Programa de Racionamento (de 1º de janeiro a 28 de fevereiro) sobre o consumo de energia dos Clientes Finais, gerando distorções na comparação desses meses com o mesmo período de 2001 e no ano como um todo. A tabela abaixo indica o volume de vendas de energia da Elektro a Clientes Finais nos anos de 1998 a 2002:

**Vendas de Energia a Clientes Finais (GWh) - 1998/2002**



	<u>2000/1999</u>	<u>2001/2000</u>	<u>2002/2001</u>
Varição % anual:	4,2%	-11,6%	6,4%
Varição % acumulada:	4,2%	-7,9%	-2,0%
* 7 meses (jun/dez)			

Classes de Consumo	Energia Vendida - GWh			R\$ Milhões		
	2002	2001	2002/2001	2002	2001	2002/2001
Residencial	2.585,9	2.587,3	-0,1%	659,5	571,8	15,3%
Industrial	4.930,9	4.533,0	8,8%	675,6	542,3	24,6%
Comercial	1.091,2	1.037,3	5,2%	268,2	218,8	22,6%
Rural	644,1	590,5	9,1%	89,3	70,7	26,3%
Poder Público	193,2	178,0	8,5%	45,2	35,5	27,3%
Iluminação Pública	360,6	316,9	13,8%	54,6	40,7	34,4%
Serviços Públicos	744,4	673,3	10,6%	85,9	66,7	28,7%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>10.550,2</b>	<b>9.916,3</b>	<b>6,4%</b>	<b>1.878,4</b>	<b>1.546,4</b>	<b>21,5%</b>
<b>Tarifa Média - R\$/MWh</b>				<b>178,0</b>	<b>155,9</b>	<b>14,2%</b>

<b>Vendas de Energia a Clientes Finais - GWh</b>			
<b>Período</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>Var. % 2002 / 2001</b>
Janeiro - Fevereiro	1.589,7	1.879,4	-15,4%
Março - Maio	2.669,0	2.916,3	-8,5%
Junho - Dezembro	6.291,5	5.120,7	22,9%
<b>Janeiro a Dezembro</b>	<b>10.550,2</b>	<b>9.916,3</b>	<b>6,4%</b>

No período de 1º de janeiro a 28 de fevereiro de 2002, na vigência do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, verificou-se uma redução de 15,4% no consumo de energia dos Clientes Finais na área de concessão da Elektro, comparando-se com o mesmo período de 2001 (sem racionamento).

Entre março a maio de 2002, as vendas de energia a Clientes Finais apresentaram uma redução de 8,5%, comparado ao mesmo período de 2001. Este índice é menor que o registrado entre janeiro e fevereiro de 2002, em relação a 2001, refletindo parcial retomada do consumo após o término do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, mas ainda impactado pelas mudanças de hábitos de consumo.

As vendas de energia cresceram 22,9% entre junho e dezembro de 2002 (sem racionamento), comparado ao mesmo período de 2001 (com racionamento).

A média diária de energia vendida entre março e dezembro de 2002 (período sem racionamento de energia) registrou aumento de 8,7% comparativamente à média de janeiro e fevereiro do mesmo ano (meses ainda com vigência do racionamento).

A receita de venda de energia a Clientes Finais da Elektro alcançou R\$ 1,88 bilhão em 2002, apresentando crescimento de 21,5% relativamente a 2001, aumento este que foi reflexo: (i) do reajuste tarifário médio de 14,2% entre os períodos e (ii) do crescimento de 6,4% do volume de vendas.

A ANEEL homologou, em 27 de agosto de 2002, reajuste tarifário anual contratual de 14,21% para as tarifas de fornecimento a Clientes Finais da Elektro, refletido integralmente na receita de venda de energia a partir do último trimestre de 2002.

#### *Vendas de Suprimento de Energia e Mercado Atacadista de Energia*

<b>Vendas de Suprimento de Energia</b>	<b>Energia Vendida - GWh</b>		<b>R\$ Milhões</b>		<b>Preço Médio (R\$ / MWh)</b>	
	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>
Mercado "Spot"	398,7	358,8	10,4	115,5	26,1	321,9
Contratos Bilaterais	421,5	103,3	10,2	14,7	24,2	142,7
Compra das Sobras Líquidas de Energia dos Contratos Iniciais de Suprimento de Energia	389,6	-	28,6	-	73,4	-
<b>Total</b>	<b>1.209,8</b>	<b>462,0</b>	<b>49,2</b>	<b>130,2</b>	<b>40,7</b>	<b>281,9</b>

Em 2002, as transações "spot" e as compras das sobras líquidas dos Contratos Iniciais de suprimento de energia eram liquidadas pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE). O recebimento destas transações era realizado líquido do pagamento do montante relativo a encargos de serviços de sistema (ESS).

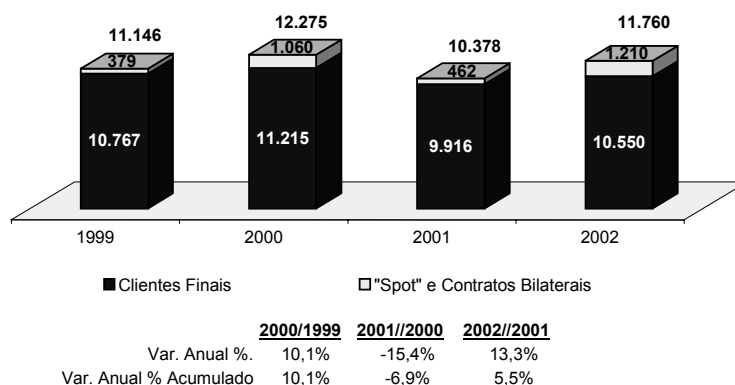
## Vendas Totais de Energia

Classes de Consumo	Energia Vendida - GWh			R\$ Milhões		
	2002	2001	2002/2001	2002	2001	2002/2001
Cientes Finais	10.550,2	9.916,3	6,4%	1.878,4	1.546,4	21,5%
Suprimento de Energia	1.209,8	462,0	-	49,2	130,2	-
Recuperação das perdas de receita decorrentes do Racionamento	-	-	-	9,6	209,6	-
<b>Total</b>	<b>11.760,0</b>	<b>10.378,3</b>	<b>13,3%</b>	<b>1.937,1</b>	<b>1.886,3</b>	<b>2,7%</b>

As vendas totais de energia no ano de 2002 totalizaram 11.760 GWh, equivalente a um crescimento de 13,3% comparativamente ao ano de 2001.

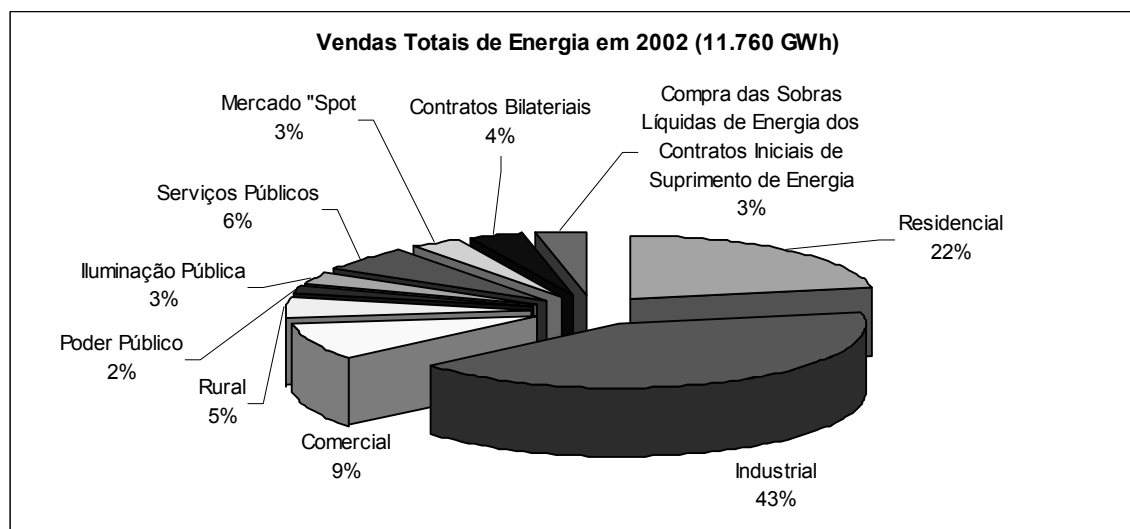
As vendas totais de energia da Elektro apresentaram a seguinte evolução entre 1999 e 2002:

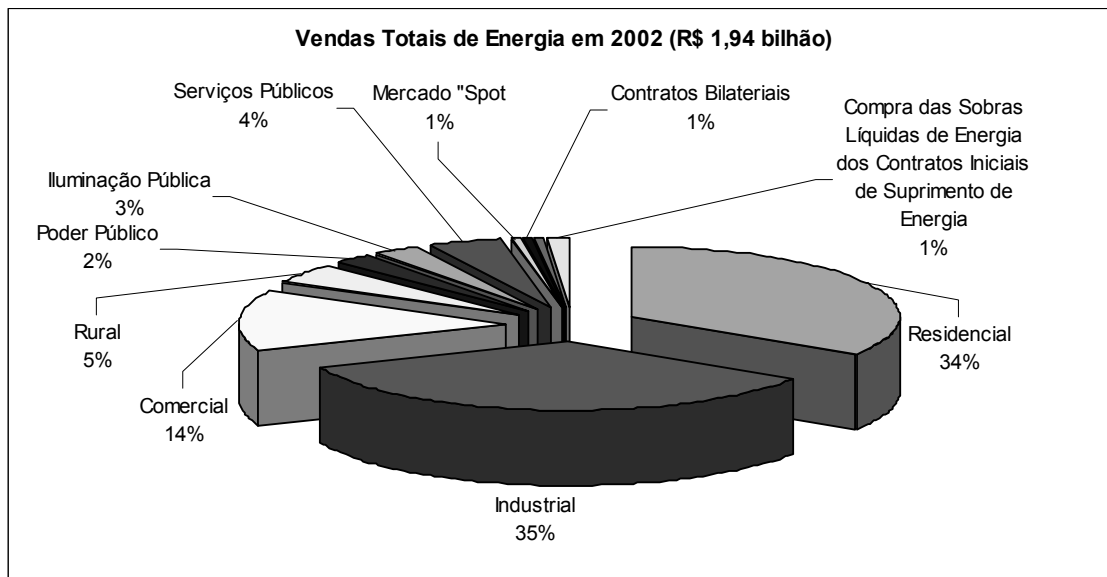
**Evolução das Vendas Totais de Energia (GWh) - 1999/2002**



A receita total de venda de energia em 2002, incluindo as vendas de suprimento de energia e a recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, atingiu R\$ 1,94 bilhão, representando um crescimento de 2,7% se comparado com o ano de 2001.

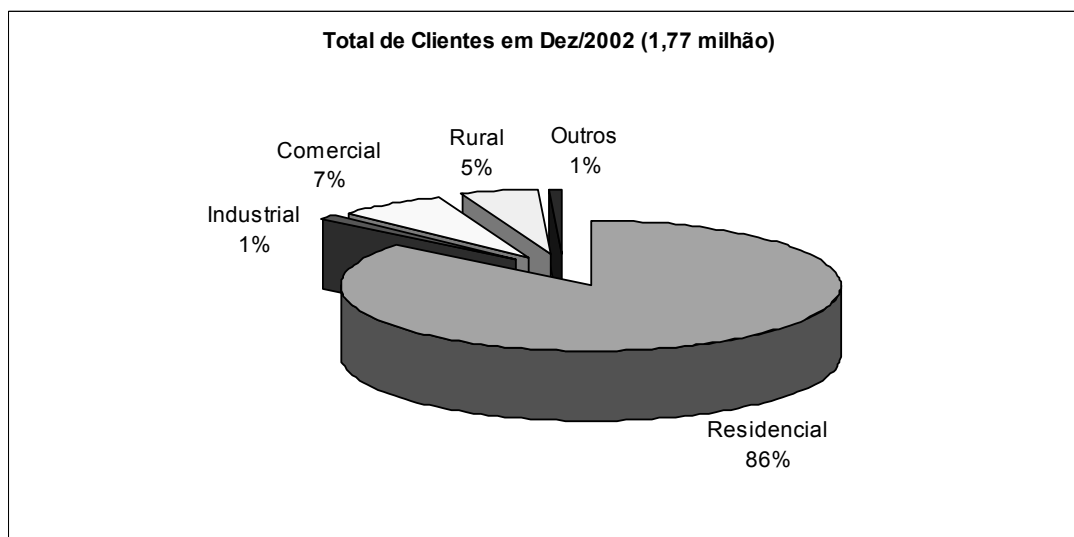
A energia total vendida e a receita bruta na venda de energia apresentavam as seguintes segmentações no ano de 2002:





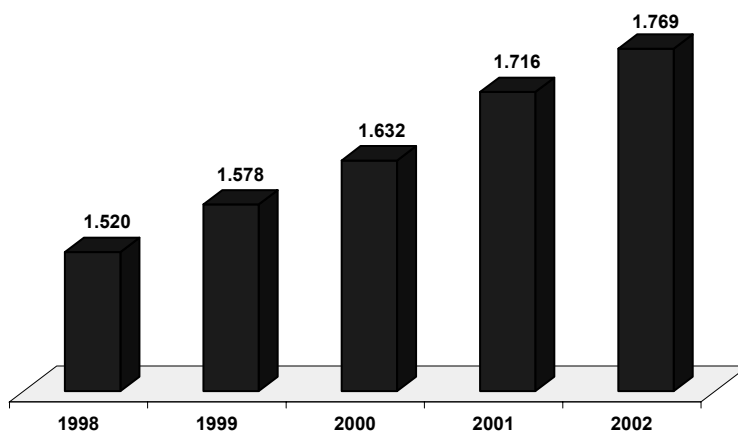
Na classe industrial, 58% das vendas de energia e 70% da receita foram decorrentes do fornecimento a pequenas e médias indústrias com maior margem de comercialização.

Em 31 de dezembro de 2002, a Elektro totalizava 1,77 milhão de consumidores, um crescimento de 3,1% em relação a dezembro de 2001, apresentando a seguinte segmentação ao final do exercício:



A Elektro apresentou a seguinte evolução de total de clientes entre 1998 e 2002:

**Evolução do Número de Consumidores - 1998/2002 (Mil)**



	<u>1998/1999</u>	<u>2000/1999</u>	<u>2001//2000</u>	<u>2002//2001</u>
Var. Anual %.	3,8%	3,4%	5,1%	3,1%
Var. Anual % Acumulado	3,8%	7,4%	12,9%	16,4%

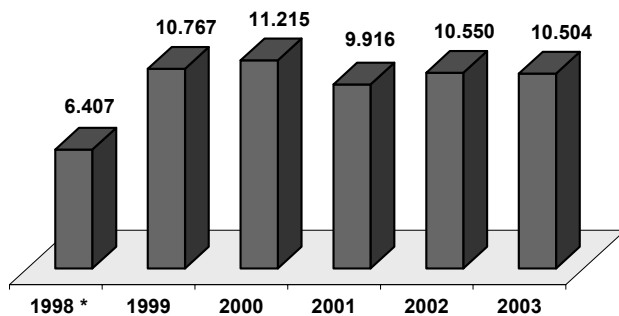
Base: 31 de dezembro.

### ***Desempenho Comercial em 2003***

#### ***Vendas de Energia - Clientes Finais***

A Elektro forneceu 10.503,9 GWh de energia a seus Clientes Finais em 2003, o mesmo patamar do ano anterior.

**Vendas de Energia a Clientes Finais (GWh)  
1998/2003**



\* 7 meses (jun/dez)

	<u>2000/1999</u>	<u>2001/2000</u>	<u>2002/2001</u>	<u>2003/2002</u>
Var. Anual %	4,2%	-11,6%	6,4%	-0,4%
Var. Anual % Acumulada	4,2%	-7,9%	-2,0%	-2,4%

As vendas de energia a Clientes Finais registraram nos dois primeiros meses de 2003 um crescimento de 9,4% em relação a igual período de 2002, quando as vendas de energia ainda refletiam os efeitos causados pelo Programa de Racionamento de Energia Elétrica. A comparação dos meses de março a dezembro de 2003 com o mesmo período de 2002, apresenta redução de 2,2% nas vendas de energia a Clientes Finais, influenciada, principalmente, pelo desempenho da classe industrial.

Classes de Consumo	VENDAS DE ENERGIA					
	GWh			R\$ Milhões		
	2003	2002	Var. %	2003	2002	Var. %
Residencial	2.712,2	2.585,9	4,9%	824,3	659,5	25,0%
Industrial	4.667,8	4.930,9	-5,3%	762,3	675,6	12,8%
Comercial	1.145,2	1.091,2	5,0%	327,5	268,2	22,1%
Rural	670,1	644,1	4,0%	107,2	89,3	20,1%
Poder Público	208,6	193,2	8,0%	57,5	45,2	27,4%
Iluminação Pública	371,0	360,6	2,9%	65,4	54,6	19,7%
Serviços Públicos	729,1	744,4	-2,1%	99,9	85,9	16,3%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>10.503,9</b>	<b>10.550,2</b>	<b>-0,4%</b>	<b>2.244,2</b>	<b>1.878,4</b>	<b>19,5%</b>
MAE e Contratos Bilaterais	601,5	820,2	-	7,9	20,6	-
Recompra das Sobras de Energia dos Contratos Iniciais	-	389,6	-	-	28,6	-
Recuperação das Perdas com Racionamento	-	-	-	-	9,6	-
Reposicionamento Tarifário	-	-	-	58,7	-	-
<b>Total</b>	<b>11.105,4</b>	<b>11.760,0</b>	<b>-5,6%</b>	<b>2.310,8</b>	<b>1.937,1</b>	<b>19,3%</b>
<b>Tarifa Média - Clientes Finais (R\$/MWh)</b>				<b>213,7</b>	<b>178,0</b>	

A redução de 5,3% nas vendas para a classe industrial registrada no encerramento de 2003 em relação ao ano anterior, deve-se, principalmente, à saída de Clientes Livres da Elektro. O baixo ritmo da atividade econômica e o excesso de oferta de energia possibilitaram oportunidades para os Clientes Livres comprarem energia a custos mais baixos. Desconsiderando-se o efeito da saída destes Clientes Livres, as vendas de energia para a classe industrial e para Clientes Finais teriam apresentado, respectivamente, um crescimento de 2,2% e 3,1% em 2003 em relação a 2002.

Parte substancial dos Clientes Livres que deixaram a Elektro apresentava margem operacional negativa. A saída destes Clientes Livres, embora tenha representado um decréscimo nas vendas da Elektro, impactaram positivamente a sua margem.

Adicionalmente, a Elektro recebe dos Clientes Livres, que saíram de sua base de consumidores, tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica. Esta receita acumulou o montante de R\$ 29,9 milhões em 2003, comparada com R\$ 9,0 milhões registrados no ano anterior. As tarifas de uso do sistema de distribuição são definidas pela ANEEL.

As vendas para a classe residencial apresentaram aumento de 4,9% em 2003 em relação a 2002, resultado do crescimento de 1,8% no consumo por domicílio e da ligação de 45,9 mil novos clientes residenciais ao longo de 2003.

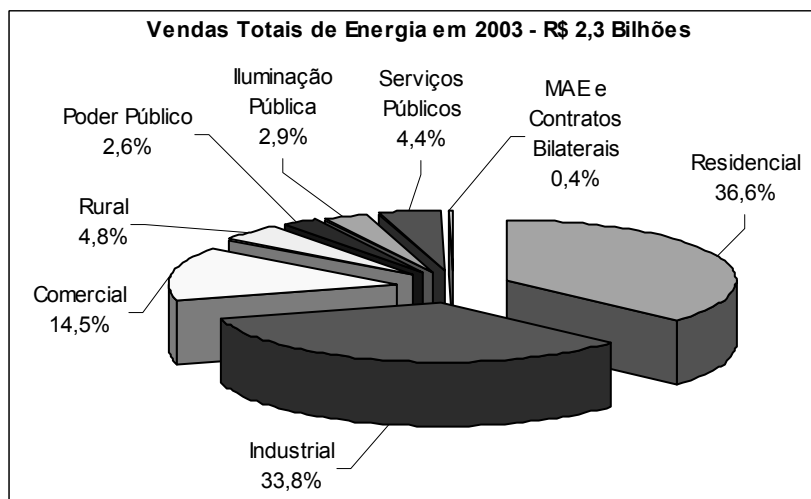
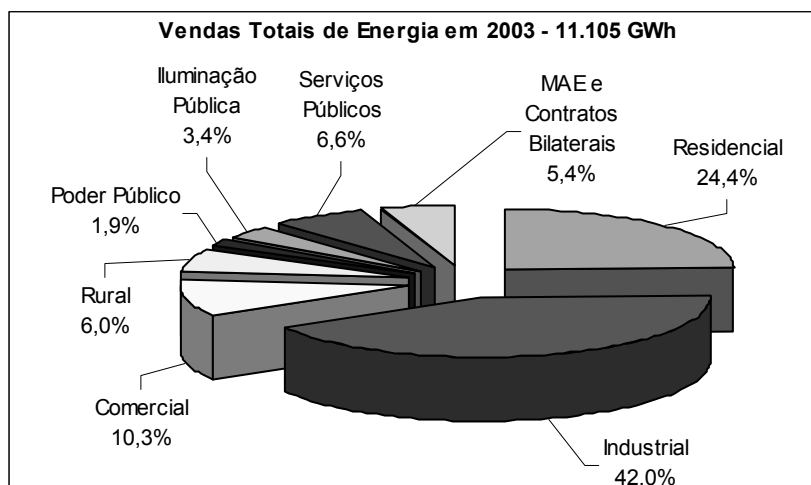
As demais classes de consumo da Elektro apresentaram em conjunto um crescimento de 3,0% em 2003 em relação ao ano anterior, influenciado, principalmente, pelas classes de clientes do poder público, e dos segmentos comercial e rural.

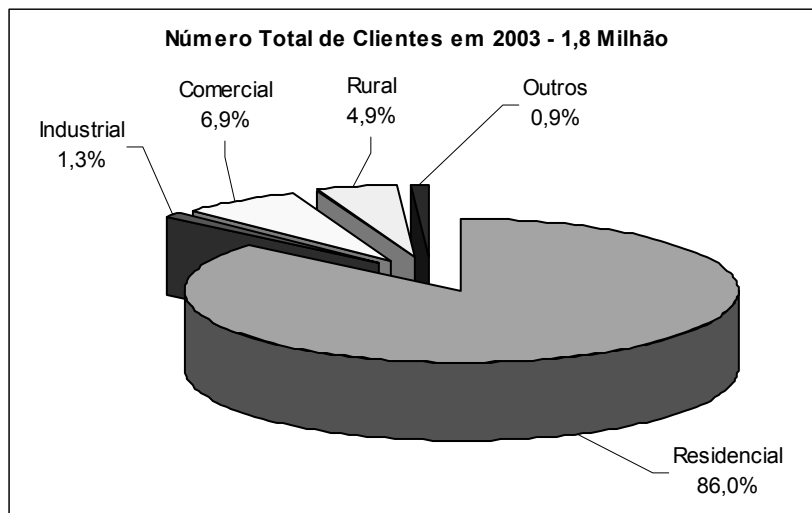
A receita com a venda de energia a Clientes Finais atingiu R\$ 2,2 bilhões no ano de 2003, 19,5% superior ao registrado no ano anterior. Este resultado foi reflexo: (i) do reajuste tarifário anual de 14,21% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2002, e (ii) do reposicionamento tarifário de 20,25% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003.

O montante de R\$ 7,9 milhões referente ao MAE e contratos bilaterais registrados em 2003, deveu-se, principalmente, ao ajuste decorrente da nova contabilização pelo MAE, concluída em junho de 2003, referente à compra e venda de energia realizada entre setembro de 2000 e dezembro de 2002.

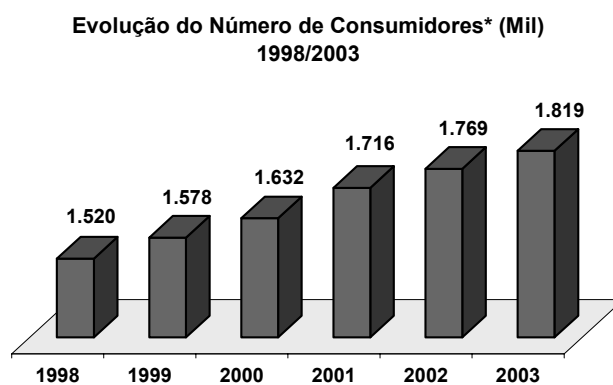
### *Segmentação de Vendas*

A energia total vendida, a receita bruta de venda de energia e a base de clientes apresentam a seguinte segmentação:





A Elektro apresentou a seguinte evolução do número de consumidores entre 1998 e 2003:



\* Evolução líquida, considerando as ligações e desligamentos

	<u>2000/1999</u>	<u>2001/2000</u>	<u>2002/2001</u>	<u>2003/2002</u>
Var. %	3,4%	5,2%	3,1%	2,8%
Var. % Acumulada	3,4%	8,8%	12,1%	15,3%



## ***Desempenho Comercial em 2004***

### ***Vendas de Energia - Clientes Finais***

Ao longo de 2004, a Elektro forneceu 9.870 GWh de energia a seus Clientes Finais, registrando uma redução de 6% em relação ao ano de 2003.

<b>Classes de Consumo</b>	<b>Vendas de Energia</b>			<b>Receita de Vendas de Energia</b>		
	<b>GWh</b>			<b>R\$ milhões</b>		
	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>Var. %</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>Var. %</b>
Residencial	2.792,9	2.712,2	3,0%	999,8	824,3	21,3%
Industrial	3.884,3	4.667,8	-16,8%	800,7	762,3	5,0%
Comercial	1.208,1	1.145,2	5,5%	406,0	327,5	24,0%
Rural	687,4	670,1	2,6%	133,0	107,2	24,0%
Poder Público	218,6	208,6	4,8%	71,9	57,5	25,0%
Iluminação Pública	372,5	371,0	0,4%	77,7	65,4	18,8%
Serviços Públicos	705,8	729,1	-3,2%	120,4	99,9	20,5%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>9.869,8</b>	<b>10.503,9</b>	<b>-6,0%</b>	<b>2.609,5</b>	<b>2.244,2</b>	<b>16,3%</b>
MAE e Contratos Bilaterais	26,2	601,5	-95,6%	0,4	7,9	-
Reposicionamento Tarifário		-	-	97,8	58,7	-
<b>Total</b>	<b>9.896,0</b>	<b>11.105,4</b>	<b>-10,9%</b>	<b>2.707,6</b>	<b>2.310,8</b>	<b>17,2%</b>

As vendas de energia para a classe residencial apresentaram aumento de 3% em 2004, influenciadas pelo aumento médio de 2,3% no número de consumidores e pela tendência de retomada do consumo por parte desses clientes, fato que não aconteceu desde o racionamento de energia ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

As classes comercial e rural apresentaram, em conjunto, um crescimento de 4,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela retomada do crescimento da economia brasileira.

A redução de 16,8% nas vendas para a classe industrial em relação ao ano anterior deveu-se à saída de Clientes Livres da base cativa de clientes da Elektro em 2004, os quais representaram 13,2% do consumo total da área de concessão da Elektro. O excesso de oferta de energia possibilitou oportunidades para estes Clientes Livres comprarem energia a custos mais baixos de outras empresas comercializadoras do setor.

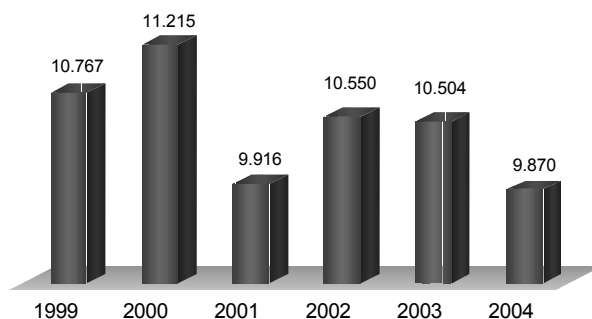
Desconsiderando-se o efeito da saída dos Clientes Livres, as vendas de energia para a classe industrial e para Clientes Finais teriam apresentado, respectivamente, crescimentos de 7% e 5% em relação ao ano de 2003.

Em 2004, a receita com as vendas de energia a Clientes Finais foi de R\$ 2,6 bilhões, 16,3% superior ao registrado no exercício anterior, reflexo do:

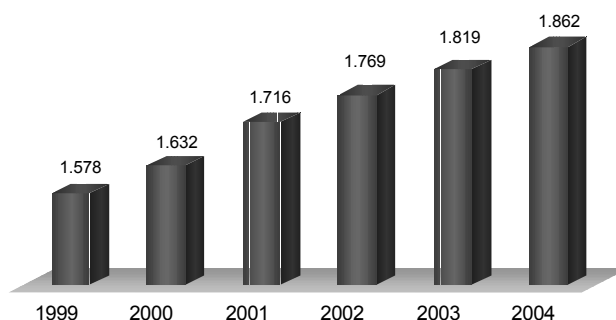
- Reposicionamento tarifário de 20,25%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003;
- Reajuste tarifário de 19,46%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2004; e
- Efeito da saída de Clientes Livres da base cativa de clientes da Elektro.

A Elektro apresentou a seguinte evolução no número de clientes e venda de energia entre 1999 a 2004:

**Vendas de Energia a Clientes Finais (GWh)**



**Evolução do Numero de Consumidores (Mil)**



#### *Receita pelo Uso do Sistema – Clientes Livres*

A Elektro recebe tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica, dos Clientes Livres que saíram de sua base de clientes cativos, o que gerou a receita de R\$ 105,6 milhões em 2004, representando mais que o triplo da receita registrada no ano anterior.

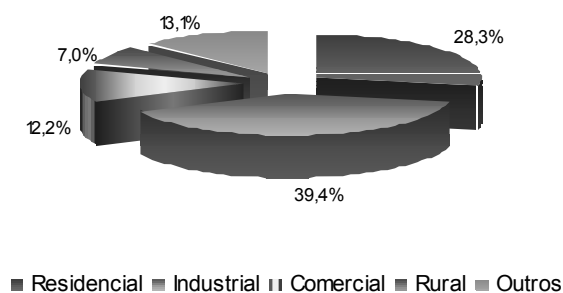
Classes de Consumo	Receita Pelo Uso do Sistema (fio)					
	GWh			R\$ Milhões		
	2004	2003	Var. %	2004	2003	Var. %
Industrial (Clientes Livres)	1.903,5	500,6	280,2%	105,6	29,9	252,8%

A saída dos Clientes Livres representou um decréscimo nas vendas de energia em GWh da Elektro, mas, por outro lado, implicou também na redução das respectivas compras de energia. No caso da Elektro, o efeito é um aumento da receita pelo uso do sistema, com impacto positivo para sua margem operacional.

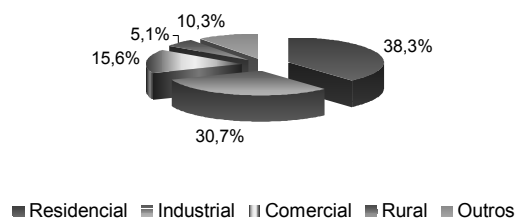
### *Segmentação das Vendas de Energia*

A energia vendida, a receita com a venda de energia a Clientes Finais e a base de consumidores apresentaram a seguinte segmentação no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004:

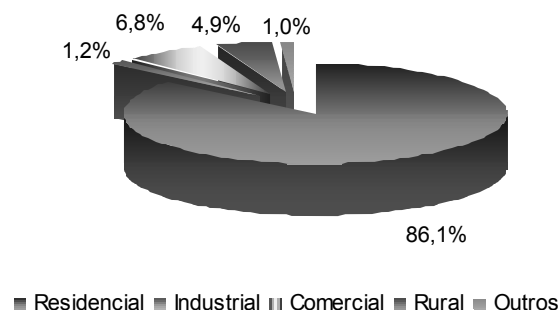
#### **Vendas de Energia a Clientes Finais (9.870 GWh)**



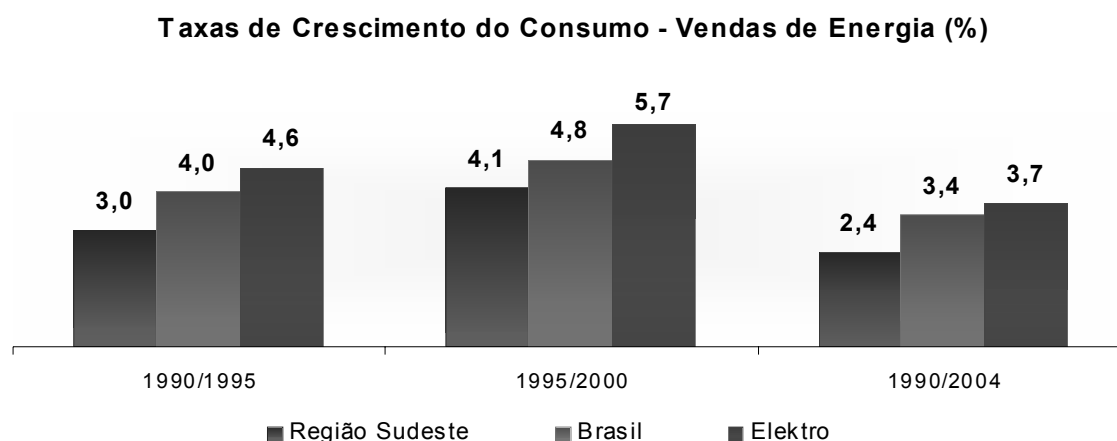
#### **Vendas de Energia a Clientes Finais (R\$ 2,6 bilhões)**



#### **Número Total de Clientes - 1,9 milhão**



O gráfico a seguir demonstra as taxas de crescimento do consumo da Elektro na Região Sudeste e no Brasil:



(\*) Fontes: ONS; Elektro

### **Desempenho Comercial no Primeiro Semestre de 2005**

#### *Vendas de Energia - Clientes Finais*

Classes de Consumo	GWh			R\$ milhões		
	1º Sem/05	1º Sem/04	Var. %	1º Sem/05	1º Sem/04	Var. %
Residencial	1.494,8	1.403,0	6,5%	613,0	479,9	27,7%
Industrial	1.592,2	1.998,4	-20,3%	402,6	373,2	7,9%
Comercial	663,6	607,7	9,2%	244,3	193,4	26,3%
Rural	354,2	309,1	14,6%	74,3	56,9	30,4%
Poder Público	108,4	106,3	2,0%	39,3	33,1	18,7%
Iluminação Pública	172,4	183,9	-6,2%	39,9	36,7	8,7%
Serviços Públicos	226,7	347,2	-34,7%	56,7	54,4	4,2%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>4.612,3</b>	<b>4.955,5</b>	<b>-6,9%</b>	<b>1.470,0</b>	<b>1.227,6</b>	<b>19,7%</b>
Clientes Livres - Uso do Sistema de Distribuição	1.411,3	788,0	79,1%	106,9	34,9	206,3%
<b>Total da Área de Concessão</b>	<b>6.023,6</b>	<b>5.743,5</b>	<b>4,9%</b>	<b>1.576,9</b>	<b>1.262,5</b>	<b>24,9%</b>
<b>Tarifa Média - Clientes Finais (R\$/MWh)</b>				<b>318,70</b>	<b>247,72</b>	<b>28,7%</b>

No primeiro semestre de 2005, as vendas para a classe residencial, comercial e rural apresentaram em conjunto, crescimento de 8,3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Esse aumento de consumo foi influenciado pelas elevadas temperaturas registradas ao longo do semestre, implicando no maior uso de equipamentos de refrigeração e irrigação por parte da classe rural. Destaca-se que a elevação do consumo dessas classes, de acordo com histórico recente, apresenta maior elasticidade de consumo à temperatura.

A redução de 20,3% nas vendas para a classe industrial deve-se exclusivamente pela saída de Clientes Livres para o mercado livre de energia. Esse fato também pode ser observado no total das vendas, que no primeiro semestre de 2005 registraram redução de 6,9% em relação ao mesmo período do ano anterior.

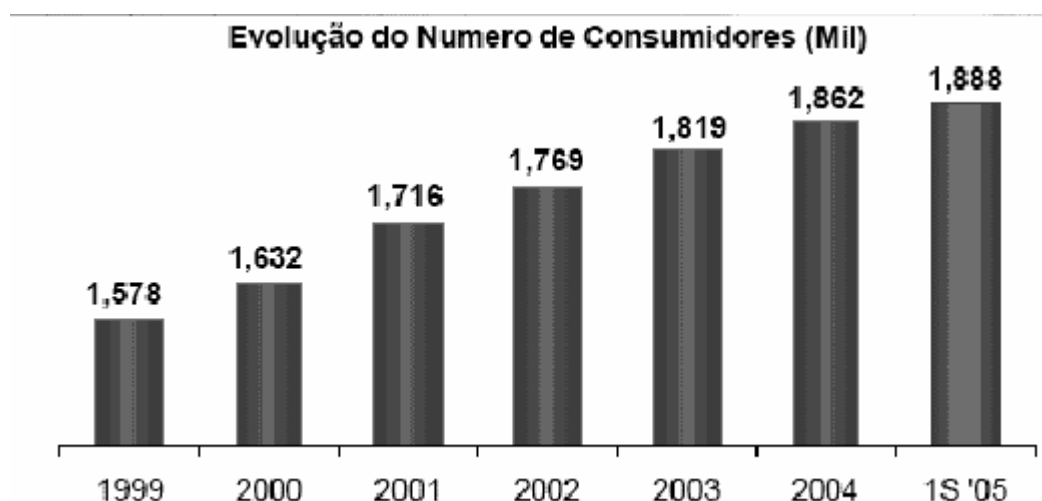
A saída de Clientes Livres para o mercado livre tem sido influenciada pelo excesso de oferta de energia, causando significativa redução dos preços de fornecimento praticados por outros agentes comercializadores do setor.

A Elektro recebe tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica dos Clientes Livres que saíram de sua base de clientes cativos. A saída dos Clientes Livres representa um decréscimo nas vendas de energia em GWh, mas, implica também na redução das respectivas compras de energia, que no caso da Elektro tem um impacto positivo em sua margem operacional.

Vale ressaltar que a queda de 34,7% na classe de consumo do poder público, quando comparada com o primeiro semestre do ano anterior é causada pela saída de um grande cliente da Elektro.

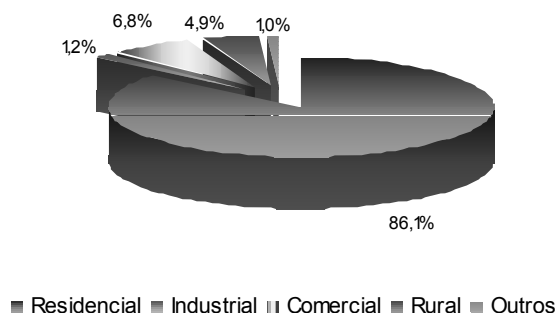
Em junho de 2005, o número total de Clientes Finais da Elektro atingiu 1.887 mil, representando um aumento de 43 mil clientes em relação ao mesmo período de 2004, e um aumento de 26 mil clientes em relação ao encerramento do exercício de 2004.

O gráfico a seguir demonstra a evolução do número de Clientes Finais da Elektro nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004, e nos períodos encerrados em 30 de junho de 2004 e de 2005:



O quadro a seguir indica o número total de Clientes Finais da Elektro em 30 de junho de 2005:

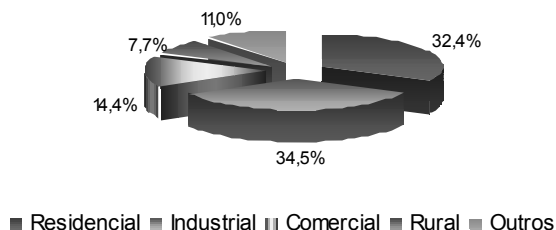
**Número Total de Clientes - 1,9 milhão**



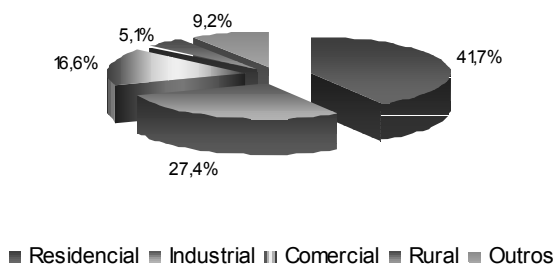
### *Segmentação das Vendas*

A energia vendida e a receita com a venda de energia a Clientes Finais apresentavam a seguinte segmentação no encerramento do primeiro semestre de 2005:

**Vendas de Energia a Clientes Finais  
(4.612 GWh)**



**Vendas de Energia a Clientes Finais  
(R\$ 1,5 milhão)**



## DISCUSSÃO E ANÁLISE DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

**Comparação entre os períodos findos em 30 de junho de 2005 e 30 de junho de 2004**

### Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

	Em milhares de R\$					
	30/6/2005	% do Ativo Total	30/6/2004	% do Ativo Total	Varição R\$ mil	Varição %
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
<b>Disponível</b>						
Bancos	42.795	1,3%	44.465	1,3%	(1.670)	-3,8%
Aplicações financeiras	218.460	6,6%	445.473	13,0%	(227.013)	-51,0%
	261.255	7,9%	489.938	14,3%	(228.683)	-46,7%
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Consumidores e fornecedores	431.508	13,0%	350.674	10,2%	80.834	23,1%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(46.563)	-1,4%	(30.319)	-0,9%	(16.244)	53,6%
Reposicionamento tarifário	178.615	5,4%	39.849	0,01	138.766	3,48
Energia livre	50.057	1,5%	42.281	1,2%	7.776	18,4%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento	61.556	1,9%	62.929	1,8%	(1.373)	-2,2%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	-	-	1.639	0,0%	(1.639)	-100,0%
Almoxarifado	3.511	0,1%	2.159	0,1%	1.352	62,6%
Adiantamentos a fornecedores	2.850	0,1%	3.363	0,1%	(513)	-15,3%
Tributos a compensar	22.843	0,7%	16.604	0,5%	6.239	37,6%
Antecipação de imposto de renda e contribuição social	50.522	1,5%	16.166	0,5%	34.356	212,5%
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA	68.142	2,1%	87.195	2,5%	(19.053)	-21,9%
Outras despesas pagas antecipadamente	336	0,0%	239	0,0%	97	40,6%
Caução de fundos	36.755	1,1%	18.007	0,5%	18.748	104,1%
Outros créditos	14.107	0,4%	14.656	0,4%	(549)	-3,7%
	874.239	26,4%	625.442	18,2%	248.797	39,8%
	1.135.494	34,3%	1.115.380	32,5%	20.114	1,8%
<b>Realizável a Longo Prazo</b>						
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Parcelamentos de débitos de contas de energia	21.589	0,7%	14.975	0,4%	6.614	44,2%
Reposicionamento tarifário	1.885	0,1%	103.607	0,03	(101.722)	-98,2%
Recomposição PIS/COFINS	81.252	2,5%	-	-	81.252	-
Energia elétrica longo prazo - MAE	26.900	0,8%	28.370	0,01	(1.470)	-5,2%
Energia livre	16.686	0,5%	56.375	1,6%	(39.689)	-70,4%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento	15.389	0,5%	64.249	1,9%	(48.860)	-76,0%
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA	102.511	3,1%	148.960	4,3%	(46.449)	-31,2%
Depósitos Judiciais	25.347	0,8%	-	-	25.347	-
Créditos fiscais diferidos	12.765	0,4%	-	-	12.765	-
Outros	2.295	0,1%	4.008	0,1%	(1.713)	-42,7%
	306.619	9,3%	420.544	12,3%	(113.925)	-27,1%
<b>Permanente</b>						
Investimentos	9.220	0,3%	4.473	0,1%	4.747	106,1%
Imobilizado						
Em serviço	2.237.327	67,6%	2.125.240	62,0%	112.087	5,3%
Depreciação acumulada	(1.021.960)	-30,9%	(941.957)	-27,5%	(80.003)	8,5%
	1.215.367	36,7%	1.183.283	34,5%	32.084	2,7%
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda	788.647	23,8%	830.554	24,2%	(41.907)	-5,0%
Em curso	94.060	2,8%	63.034	1,8%	31.026	49,2%
	2.098.074	63,4%	2.076.871	60,6%	21.203	1,0%
Obrigações especiais	(239.167)	-7,2%	(209.368)	-6,1%	(29.799)	14,2%
	1.858.907	56,2%	1.867.503	54,5%	(8.596)	-0,5%
Diferido	-	-	21.202	0,6%	(21.202)	-100,0%
	1.868.127	56,4%	1.893.178	55,2%	(25.051)	-1,3%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.310.240</b>	<b>100%</b>	<b>3.429.102</b>	<b>100%</b>	<b>(118.862)</b>	<b>-3,5%</b>

Em milhares de R\$						
	30/6/2005	% do Passivo Total	30/6/2004	% do Passivo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	22.079	0,7%	22.832	0,7%	(753)	-3,3%
Supridores de energia elétrica	142.018	4,3%	148.285	4,3%	(6.267)	-4,2%
Energia livre	50.072	1,5%	40.968	1,2%	9.104	22,2%
Tributos a recolher	234.316	7,1%	155.509	4,5%	78.807	50,7%
Empréstimos e financiamentos	160.780	4,9%	120.065	3,5%	40.715	33,9%
Contas a pagar - acionistas	517.261	15,6%	517.953	15,1%	(692)	-0,1%
Debêntures	-	0,0%	21.102	0,6%	(21.102)	-100,0%
Dívidas com pessoas ligadas	3.695	0,1%	5.502	0,2%	(1.807)	-32,8%
Encargos do consumidor	19.221	0,6%	28.026	0,8%	(8.805)	-31,4%
Salários e contribuições sociais	25.338	0,8%	25.970	0,8%	(632)	-2,4%
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS	3.819	0,1%	5.115	0,1%	(1.296)	-25,3%
Provisão para contingências	142.969	4,3%	92.336	2,7%	50.633	54,8%
Outros passivos circulantes	14.277	0,4%	12.401	0,4%	1.876	15,1%
	<b>1.335.845</b>	<b>40,4%</b>	<b>1.196.064</b>	<b>34,9%</b>	<b>139.781</b>	<b>11,7%</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>						
Tributos a recolher	756	0,0%	-	0,0%	756	-
Empréstimos e financiamentos	55.540	1,7%	262.044	7,6%	(206.504)	-78,8%
Dívidas com pessoas ligadas	1.211.912	36,6%	1.838.909	53,6%	(626.997)	-34,1%
Energia livre	16.691	0,5%	54.624	1,6%	(37.933)	-69,4%
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária	27.373	0,8%	-	0,0%	27.373	0,0%
Plano de pensão	5.094	0,2%	5.169	0,2%	(75)	-1,5%
Outros	712	0,0%	26.592	0,8%	(25.880)	-97,3%
	<b>1.318.078</b>	<b>39,8%</b>	<b>2.187.338</b>	<b>63,8%</b>	<b>(869.260)</b>	<b>-39,7%</b>
<b>Total do Passivo</b>	<b>2.653.923</b>	<b>80,2%</b>	<b>3.383.402</b>	<b>98,7%</b>	<b>(729.479)</b>	<b>-21,6%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	969.455	29,3%	969.455	28,3%	-	0,0%
Reservas de capital	15.111	0,5%	14.058	0,4%	1.053	7,5%
Prejuízos acumulados	(328.249)	-9,9%	(937.813)	-27,3%	609.564	-65,0%
	<b>656.317</b>	<b>19,8%</b>	<b>45.700</b>	<b>1,3%</b>	<b>610.617</b>	<b>1336,1%</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.310.240</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.429.102</b>	<b>100,0%</b>	<b>(118.862)</b>	<b>-3,5%</b>

## Ativo

### Disponibilidades

A conta de disponibilidades atingiu R\$ 261,3 milhões em junho de 2005, apresentando uma redução de R\$ 228,6 milhões em relação a junho de 2004. A redução é principalmente em função do pagamento, em 17 de junho de 2005, dos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, no montante de US\$ 81,9 milhões (R\$ 195,6 milhões), relacionados à dívida intercompanhia de US\$ 250 milhões, a juros de 15% ao ano, da Elektro com a Prisma Energy Brazil Finance Ltd.

### Consumidores e supridores

A conta de Consumidores e Supridores passou de R\$350,7 milhões em junho de 2004 para R\$ 431,5 milhões em junho de 2005, apresentando um aumento de R\$ 80,8 milhões. Esta variação é decorrente principalmente dos efeitos do reajuste de 19,46% nas tarifas da Elektro em agosto de 2004 e inadimplência das classes residencial e Prefeituras Municipais.

### Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa passou de R\$ 30,3 milhões em junho de 2004 para R\$ 46,6 milhões em junho de 2005. Esta variação ocorreu principalmente em função do aumento da inadimplência da classe residencial, reflexo das mudanças nos critérios de classificação dos clientes da subclasse baixa renda, e da inadimplência das Prefeituras Municipais.

### Ativos Regulatórios

#### Reposicionamento Tarifário:

- O saldo da conta do reposicionamento tarifário atingiu em junho de 2005 o montante de R\$ 180,5 milhões (curto e longo prazo) contra R\$ 143,5 milhões em junho de 2004. Esta variação deve-se ao reconhecimento contábil do aumento tarifário diferido, referente à Revisão Tarifária de 2003 (28,69% revisado em 2004 *versus* 20,25% aplicados em 2003).



#### Recomposição Pis e Cofins:

- Em conformidade com o Contrato de Concessão e o disposto no artigo 9º, parágrafo 3º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que assegura o direito à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária, a Elektro reconheceu até junho de 2005 o montante de R\$ 81,3 milhões no ativo realizável a longo prazo, em consequência da mudança do critério de tributação para não cumulatividade conforme Lei 10.637/02, do PIS e COFINS. Esses valores foram contabilizados de acordo com o Ofício Circular nº 302/2005 – SFF/ANEEL e serão repassados às tarifas no próximo reajuste tarifário, previsto para agosto de 2005.

#### Energia Livre

- O saldo da conta de energia livre (curto e longo prazo) reduziu de R\$ 98,7 milhões em junho de 2004 para R\$ 66,7 milhões em junho de 2005. A redução ocorrida é decorrente do repasse às geradoras, através da recomposição tarifária extraordinária (RTE), vigente desde 27 de dezembro de 2001.

#### Recuperação das perdas decorrentes do programa de racionamento:

- O ativo de curto e longo prazo das perdas decorrentes do programa de racionamento reduziu de R\$ 127,2 milhões em junho de 2004 para R\$ 76,9 milhões em junho de 2005. A redução é decorrente da amortização, através da recomposição tarifária extraordinária (RTE), vigente desde 27 de dezembro de 2001.

#### Varição de Itens de Custos não Controláveis - Parcela A:

- As distribuidoras foram autorizadas a contabilizar um ativo referente às variações de custo da Parcela A registradas entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001. Esse ativo será recuperado após a recuperação das perdas com racionamento e energia livre por um mecanismo semelhante ao da RTE, sendo mensalmente corrigido pela Selic. Em junho de 2005, a conta atingiu R\$ 113,1 milhões, contra R\$ 97,0 milhões em junho de 2004: a variação refere-se à correção monetária do período.

#### Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA:

- Criada em 2001, refere-se ao reconhecimento dos efeitos econômicos e financeiros das variações dos custos da Parcela A. De acordo com as regras estabelecidas, quando estas despesas forem superiores ou inferiores aos montantes estipulados na fixação das tarifas de uma distribuidora na data de seu respectivo reajuste, esta tem o direito de recuperar ou a obrigação de devolver aos consumidores esta diferença apurada, por intermédio de reajuste tarifário: elevando-o em caso de recuperar perdas e reduzindo-o em caso de devolução de ganhos aos consumidores. Estes valores são mensalmente corrigidos pela taxa Selic. Em junho de 2005 o ativo de curto e longo prazo totalizou o montante de R\$ 57,6 milhões, contra R\$ 139,1 milhões em junho de 2004.

#### ***Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda.***

O valor de R\$ 1.274.205 mil, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço, incorporada pela Emissora em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado no valor de R\$ 147.218 mil, registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura no valor de R\$ 1.126.987 mil, registrada originalmente no ativo diferido.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado, resultante da incorporação da controladora Terraço, é amortizado em 20 anos, pelo prazo médio de vida útil do imobilizado.

O ágio contabilizado no ativo imobilizado, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura, está sendo amortizado de acordo com a taxa de amortização revisada pela ANEEL: 2,3253% para o exercício de 2004 e 3,8052% para o exercício de 2005.

### ***Diferido***

É principalmente composto pelo diferimento da variação cambial ocorrida em 2001, decorrente de ajustes dos valores em reais de obrigações e créditos em moeda estrangeira, conforme permitido pelas Deliberações CVM nº 404/409. A amortização é calculada pelo método linear, considerando 4 anos. A variação cambial diferida foi, portanto, totalmente amortizada no exercício findo em 31 de dezembro de 2004.

### **Passivo**

#### ***Supridores de energia elétrica***

A conta de supridores de energia elétrica passou de R\$ 148,3 milhões, em junho de 2004, para R\$ 142,0, milhões em junho de 2005. A redução de R\$ 6,3 milhões deve-se, principalmente, à progressiva substituição dos Contratos Iniciais por contratos advindos de leilões de energia regulados pelo governo federal, realizados em dezembro de 2004, a tarifas médias de R\$ 57,51/MWh, bem inferiores às tarifas dos Contratos Iniciais (R\$ 63,77/MWh em 2004 e R\$ 70,62/MWh em 2005).

#### ***Tributos a Recolher***

A conta de tributos a recolher apresentou um acréscimo de R\$ 78,8 milhões, passando de R\$ 155,5 milhões em junho de 2004 para R\$ 234,3 milhões em junho de 2005. Este acréscimo deve-se aos valores de Pis/Cofins, Imposto de Renda e Contribuição Social referentes ao reconhecimento do aumento tarifário diferido, o qual vem sendo liquidado através do recebimento deste ativo junto aos consumidores finais e de liquidação de variação cambial diferida referente ao pagamento de juros denominados em dólar, ocorrido em junho de 2005.

#### ***Empréstimos e Financiamentos***

O endividamento da Elektro com terceiros reduziu de R\$ 382,1 milhões em junho de 2004 para R\$ 216,3 milhões em junho de 2005. Esta redução ocorreu principalmente devido à amortização de juros e empréstimos no período.

Dentre os montantes, destacam-se dois empréstimos emergenciais liberados pelo BNDES, destinados: a (i) antecipar às distribuidoras 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento e dos itens da Parcela A (BNDES Racionamento); e (ii) recompor o equilíbrio financeiro das distribuidoras que tiveram repasse da CVA, devido no reajuste tarifário de 2003, diferido por 24 meses (BNDES CVA).

#### ***Dívidas com pessoas ligadas***

As dívidas com pessoas ligadas passaram de R\$ 1.844,4 milhões em junho de 2004 para R\$ 1.215,6 milhões em junho de 2005, apresentando uma redução de R\$ 628,8 milhões. Esta variação deve-se, principalmente, à atualização cambial destas obrigações em dólar, em função da valorização do Real ocorrida no período, antecipação do pagamento de juros diferidos, no montante de R\$ 195,6 milhões, junto a PEBFL, ocorrida em 17 de junho de 2005 e aos pagamentos de juros contratuais junto às partes relacionadas no período.

#### ***Provisão para Contingências***

As provisões para contingências aumentaram em R\$ 50,6 milhões, passando de R\$ 92,3 milhões em junho de 2004 para R\$ 143,0 milhões em junho de 2005. Estas provisões são constituídas para cobrir eventuais processos cíveis, trabalhistas e fiscais. Este aumento é principalmente devido à provisão de R\$ 30,6 milhões referente à discussão sobre a definição da base de cálculo do ICMS sobre o fornecimento de energia nos termos dos contratos firmados pela companhia com seus clientes do grupo A e da contingência fiscal de PIS/COFINS devidos sobre receitas financeiras, a qual a Companhia questiona judicialmente a constitucionalidade da lei que ampliou a base de cálculo destes tributos.

## Principais Alterações nas Contas de Resultado

Demonstrações do Resultado	Em R\$ mil				Variação	
		% da		% da		
	30/06/05	Receita Total	30/06/04	Receita Total	R\$ mil	%
<b>Receitas operacionais</b>	<b>1.652.720</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.406.776</b>	<b>100,0%</b>	<b>245.944</b>	<b>17,5%</b>
Clientes finais - fornecimento de energia	1.469.957	88,9%	1.227.606	87,3%	242.352	19,7%
Suprimento de Energia	243	0,0%	(278)	0,0%	521	187,4%
Receita reposicionamento tarifário	24.022	1,5%	84.770	6,0%	(60.748)	-71,7%
Encargos de capacidade emergencial	35.698	2,2%	48.230	3,4%	(12.532)	-26,0%
Receita uso do sistema	106.916	6,5%	34.859	2,5%	72.057	206,7%
Outras receitas	15.884	1,0%	11.589	0,8%	4.295	37,1%
<b>Deduções às receitas operacionais</b>	<b>(513.146)</b>	<b>-31,0%</b>	<b>(418.220)</b>	<b>-29,7%</b>	<b>(94.926)</b>	<b>-22,7%</b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(10.752)	-0,7%	(10.859)	-0,8%	107	1,0%
Quota para a conta consumo combustível - CCC e CDE	(113.864)	-6,9%	(60.296)	-4,3%	(53.568)	-88,8%
Repasse de encargos de capacidade emergencial	(30.077)	-1,8%	(42.692)	-3,0%	12.615	29,5%
ICMS s/ fornecimento	(289.820)	-17,5%	(240.288)	-17,1%	(49.532)	-20,6%
Recomposição PIS/Cofins	38.374	2,3%	-	-	38.374	-
COFINS	(88.376)	-5,3%	(52.192)	-3,7%	(36.184)	-69,3%
PIS	(18.457)	-1,1%	(11.780)	-0,8%	(6.676)	-56,7%
ISS	(174)	0,0%	(113)	0,0%	(61)	-54,0%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.139.574</b>	<b>69,0%</b>	<b>988.556</b>	<b>70,3%</b>	<b>151.018</b>	<b>15,3%</b>
<b>Custo dos Serviços Prestados a Terceiros</b>						
<i>Custo do Serviço de Energia Elétrica</i>	<b>(575.702)</b>	<b>-34,8%</b>	<b>(548.282)</b>	<b>-39,0%</b>	<b>(27.420)</b>	<b>-5,0%</b>
Energia comprada para revenda	(575.702)	-34,8%	(548.282)	-39,0%	(27.420)	-5,0%
<i>Custo da Operação</i>	<b>(155.936)</b>	<b>-9,4%</b>	<b>(145.838)</b>	<b>-10,4%</b>	<b>(10.098)</b>	<b>-6,9%</b>
Pessoal	(49.161)	-3,0%	(42.967)	-3,1%	(6.194)	-14,4%
Materiais	(8.933)	-0,5%	(7.068)	-0,5%	(1.865)	-26,4%
Serviços de terceiros	(26.572)	-1,6%	(19.248)	-1,4%	(7.324)	-38,1%
Depreciação e outras amortizações	(51.871)	-3,1%	(52.341)	-3,7%	470	0,9%
Outros	(19.399)	-1,2%	(24.214)	-1,7%	4.815	19,9%
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(89.397)</b>	<b>-5,4%</b>	<b>(70.673)</b>	<b>-5,0%</b>	<b>(18.724)</b>	<b>-26,5%</b>
Despesas com vendas	(4.742)	-0,3%	(6.643)	-0,5%	1.901	28,6%
Despesas gerais administrativas	(23.147)	-1,4%	(21.641)	-1,5%	(1.506)	-7,0%
Amortização do ágio	(25.123)	-1,5%	(16.784)	-1,2%	(8.339)	-49,7%
Outras Despesas Operacionais	(36.385)	-2,2%	(25.605)	-1,8%	(10.780)	-42,1%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>318.540</b>	<b>19,3%</b>	<b>223.763</b>	<b>15,9%</b>	<b>94.777</b>	<b>42,4%</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>(464)</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(464)</b>	<b>-</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>53.321</b>	<b>3,2%</b>	<b>(230.808)</b>	<b>-16,4%</b>	<b>284.129</b>	<b>123,1%</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>371.396</b>	<b>22,5%</b>	<b>(7.045)</b>	<b>-0,5%</b>	<b>378.441</b>	<b>5371,8%</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>44</b>	<b>0,0%</b>	<b>(2.813)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>2.857</b>	<b>101,6%</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) antes da CS e IR</b>	<b>371.440</b>	<b>22,5%</b>	<b>(9.858)</b>	<b>-0,7%</b>	<b>381.298</b>	<b>3867,9%</b>
Imposto de renda	(65.193)	-3,9%	(32.192)	-2,3%	(33.001)	-102,5%
Contribuição social	(22.728)	-1,4%	(11.417)	-0,8%	(11.311)	-99,1%
Imposto de renda diferido	9.360	0,6%	-	-	9.360	-
Contribuição social diferido	3.406	0,2%	-	-	3.406	-
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</b>	<b>296.285</b>	<b>17,9%</b>	<b>(53.467)</b>	<b>-3,8%</b>	<b>349.752</b>	<b>654,1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>395.533</b>	<b>23,9%</b>	<b>292.888</b>	<b>20,8%</b>	<b>102.645</b>	<b>35,0%</b>

## Receita Operacional

No primeiro semestre de 2005, as receitas operacionais brutas cresceram 17,5%, atingindo R\$ 1.652,7 milhões, contra R\$ 1.406,8 milhões no mesmo período do ano anterior. Do aumento de R\$ 245,9 milhões nas receitas operacionais brutas pode-se dizer que R\$ 242,4 milhões equivalem à receita com venda de energia para clientes finais e R\$ 76,4 milhões em outras receitas operacionais (principalmente receita uso do sistema), compensados pelas variações negativas da receita do Reposicionamento Tarifário e dos Encargos de Capacidade Emergencial, nos montantes de R\$ 60,7 milhões e de R\$ 12,5 milhões, respectivamente.

**Fornecimento de Energia.** No primeiro semestre de 2005, a Elektro forneceu 4.612 GWh de energia a seus Clientes Finais, registrando uma redução de 6,9% em relação ao mesmo período em 2004, quando foram fornecidos 4.955 GWh.

As vendas para a classe residencial, comercial e rural apresentaram, em conjunto, no primeiro semestre de 2005, um crescimento de 8,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciado pelas elevadas temperaturas registradas ao longo do semestre, implicando no maior uso de refrigeração e maior irrigação por parte da classe rural.

A classe industrial apresentou uma redução de 20,3% (em GWh) nas vendas em relação ao ano anterior, em função da saída de grandes clientes para o mercado livre de energia.

A Elektro recebe tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica dos clientes que saíram de sua base de clientes cativos. A saída desses clientes, embora represente um decréscimo nas vendas de energia em GWh, reduz as respectivas compras de energia, o que no caso da Elektro tem um impacto positivo em sua margem operacional.

Na classe de consumo de Serviços Públicos, vale ressaltar que a queda de 34,7% (em GWh), apresentada no primeiro semestre de 2005 em relação ao mesmo período no ano anterior é causada pela saída de um grande cliente da Elektro.

A receita com venda de energia à Clientes Finais atingiu R\$ 1.470,0 milhões no primeiro semestre de 2005, 19,7% superior as vendas de 2004 (R\$ 1.227,6 milhões). Esse resultado é decorrente principalmente do reajuste de 19,46% nas tarifas da Elektro, em agosto de 2004.

**Outras receitas operacionais:** As outras receitas operacionais atingiram R\$ 122,8 milhões no primeiro semestre de 2005, contra R\$ 46,4 milhões no primeiro semestre de 2004. Essas receitas aumentaram R\$ 76,4 milhões (164%) em 2005, principalmente devido ao crescimento das receitas de tarifa de fio (de R\$ 34,9 milhões para R\$ 106,9 milhões), decorrente do aumento da saída de Clientes Livres da base cativa da Elektro e aumento tarifário médio nas tarifas de fio de 75,5%.

**Reposicionamento Tarifário:** A variação negativa de R\$ 60,7 milhões é decorrente do início da amortização deste ativo regulatório, a partir de agosto de 2004, homologada através do Reajuste Tarifário, e que, portanto, não havia sido iniciada no primeiro semestre de 2004. Os valores amortizados no primeiro semestre de 2005 somam R\$ 47,4 milhões.

## Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional cresceram 22,7%, atingindo R\$ 513,1 milhões no primeiro semestre de 2005, contra R\$ 418,2 milhões no primeiro semestre em 2004. No primeiro semestre de 2005, as deduções da receita operacional representaram 31,0% da receita bruta, contra 29,7% no

mesmo período de 2004. A variação foi decorrente, principalmente, de três fatores: (i) aumento de R\$ 49,5 milhões em função do ICMS, como decorrência do mix de consumo entre as classes residencial e industrial, que têm alíquotas diferentes (de 0 à 25% para residência e 18% para indústria); (ii) aumento da quota para a conta de desenvolvimento energético em R\$ 22,3 milhões e da conta de consumo de combustível em R\$ 31,2 milhões (encargos regulatórios) e (iii) o reconhecimento de R\$ 38,4 milhões, referentes à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária de PIS e COFINS, em consequência da mudança do critério de tributação para não cumulatividade, a ser incorporado às tarifas, em prazo a ser definido pela ANEEL.

### **Receita Operacional Líquida**

No primeiro semestre de 2005, as receitas operacionais líquidas da Elektro foram de R\$ 1.139,6 milhões, 15,3% superior às registradas no primeiro semestre de 2004, no montante de R\$ 988,6 milhões. A variação foi motivada pelo crescimento da receita operacional bruta, conforme mencionado acima.

### **Custos do Serviço de Energia Elétrica**

Os custos do serviço de energia elétrica aumentaram em R\$ 27,4 milhões (5,0%) no primeiro semestre de 2005, atingindo R\$ 575,7 milhões, contra R\$ 548,3 milhões no ano anterior.

Embora os montantes faturados para a Elektro no primeiro semestre de 2005 sejam R\$ 41,6 milhões (9,7% inferiores aos montantes de 2004), a energia comprada para revenda apresentou um aumento de 7,5% (R\$ 31,9 milhões), passando de R\$ 425,5 milhões no primeiro semestre de 2004 para R\$ 457,5 milhões no mesmo período de 2005.

A redução nos montantes faturados de 9,7% em 2005 (de R\$ 430,9 em 2004 para R\$ 389,3 milhões em 2005) deve-se, principalmente, à substituição dos Contratos Iniciais por contratos advindos de leilões de energia regulados pelo governo federal, realizados em dezembro de 2004, a tarifas médias de R\$ 57,51/MWh, bem inferiores às tarifas dos Contratos Iniciais (R\$ 63,77/MWh em 2004 e R\$ 70,62/MWh em 2005). Entretanto, esta redução foi superada pela contabilização da CVA em 2005, que elevou o custo de energia para que este atingisse os patamares estabelecidos no Reajuste Tarifário de 2004, acarretando um aumento da ordem de R\$ 55,3 milhões.

Os custos com encargos de uso da rede reduziram em 3,7%, passando de R\$ 122,8 milhões no primeiro semestre de 2004, para R\$ 118,2 milhões no primeiro semestre de 2005, variação explicada, principalmente, pela substituição dos Contratos Iniciais pela energia contratada através de leilões, o que compensou o efeito do reajuste dos preços através de IGP-M.

### **Custos da Operação**

O custo total da operação aumentou R\$ 10,1 milhões (6,9%) em 2005, passando de R\$ 145,8 milhões no primeiro semestre de 2004 para R\$ 155,9 milhões no primeiro semestre de 2005, influenciado principalmente: (i) pelo aumento dos custos com a contratação de serviços de terceiros em R\$ 7,3 milhões; (ii) aumento de R\$ 6,2 milhões referentes aos gastos com pessoal próprio, reflexo do aumento salarial de 4,7%, negociado no âmbito do acordo coletivo, e adequações salariais realizadas no primeiro semestre de 2005; e (iii) redução de R\$ 4,8 milhões referentes à amortização dos Custos do Racionamento.

## **Despesas Operacionais**

As despesas operacionais cresceram 26,5% (R\$ 18,7 milhões), passando de R\$ 70,7 milhões no primeiro semestre em 2004 para R\$ 89,4 milhões no primeiro semestre de 2005, em decorrência de: (i) incremento de R\$ 8,3 milhões na amortização do ágio, resultante da mudança da taxa de amortização de 2,3254% em 2004 para 3,8052% em 2005, conforme determinado pela curva aprovada pela ANEEL; e (ii) aumento das outras despesas operacionais, no montante de R\$ 10,8 milhões, em função de: complemento das provisões para contingências no valor de R\$ 4,3 milhões, incremento da Provisão para Devedores Duvidosos no montante de R\$ 2,0 milhões (com base no cálculo efetuado segundo a carteira de clientes) e nas despesas com comunicação e marketing referentes a campanhas e projetos relacionados com os stakeholders da companhia, no valor de R\$ 3,3 milhões.

## **EBITDA**

O EBITDA cresceu 35%, atingindo R\$ 395,5 milhões no primeiro semestre de 2005 contra R\$ 292,9 milhões no primeiro semestre de 2004. Este resultado deve-se às variações acima descritas, das quais destacam-se: o efeito do reajuste de 19,46% nas tarifas da Elektro em agosto de 2004, impactando positivamente a receita de vendas para consumidores finais, parcialmente compensado pelo aumento do ICMS, como decorrência do mix de consumo entre as classes residencial e industrial, que têm alíquotas diferentes, e aumento dos encargos regulatórios.

## **Resultado do Serviço**

O resultado do serviço cresceu 42,4%, atingindo R\$ 318,6 milhões no primeiro semestre de 2005 contra R\$ 223,8 milhões do primeiro semestre de 2004, resultado das variações acima descritas.

## **Resultado de Participações Societárias**

No primeiro semestre de 2005, verificamos uma despesa de R\$ 0,5 milhões, referente ao reconhecimento da equivalência patrimonial da TIL na Elektro.

## **Resultado Financeiro Líquido (Despesas)**

O resultado financeiro líquido totalizou uma receita financeira de R\$ 53,3 milhões no primeiro semestre de 2005, comparado a uma despesa de R\$ 230,8 milhões no primeiro semestre de 2004, representando uma variação percentual de 123,1% (aumento de R\$ 284,1 milhões). Esta variação é basicamente explicada pelo comportamento da taxa de câmbio e seu reflexo na despesa com variação cambial, despesa com juros e aplicações financeiras.

O real apresentou uma valorização de 11,5% no primeiro semestre de 2005, enquanto desvalorizou 7,6% em relação ao dólar no mesmo período de 2004, impactando a variação cambial sobre os empréstimos em moeda estrangeira (variação favorável de R\$ 326,2 milhões), uma vez que o ganho de variação cambial de 2005 de R\$ 173,6 milhões foi maior que a despesa de R\$ 152,6 milhões no primeiro semestre de 2004.

Também como consequência do câmbio, verificou-se uma redução nas despesas com juros, principalmente sobre empréstimos em dólar, entre os primeiros semestres de 2005 e 2004, na ordem de R\$ 17,1 milhões. Tal variação é explicada principalmente pela oscilação da taxa de câmbio sobre os montantes apurados de juros das notas de US\$ 213 milhões (12% a.a.) e US\$ 250 milhões (15% a.a.) com partes relacionadas.

Adicionalmente, de acordo com a política de *hedge* da Companhia (aplicações financeiras indexadas ao dólar), a Elektro reconheceu, no primeiro semestre de 2005, uma despesa de R\$ 37,8 milhões, contra uma receita de R\$ 38,1 milhões, referente ao mesmo período de 2004, resultando em uma variação negativa de R\$ 75,8 milhões. Embora tenha ocorrido uma redução de 94,2% no montante referente às aplicações financeiras do primeiro semestre de 2004 em relação ao mesmo período de 2005, houve um aumento do percentual indexado ao dólar, passando de 53% no primeiro semestre de 2004 para 66,9% no mesmo período em 2005.

### **Resultado Não Operacional**

No primeiro semestre de 2005, o resultado não operacional apresentou um resultado positivo de R\$ 0,04 milhões, contra um resultado negativo de R\$ 2,8 milhões no primeiro semestre de 2004.

A natureza do resultado não operacional relaciona-se basicamente à venda de ativos fixos, reconhecendo-se o ganho na alienação de imóveis e perdas na desativação e alienação de bens.

### **Imposto de Renda e Contribuição Social**

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 75,2 milhões no primeiro semestre de 2005, comparados com R\$ 43,6 milhões no mesmo período de 2004.

O aumento de R\$ 31,5 milhões (72,3%) deve-se aos efeitos de um maior lucro tributável no período analisado em 2005, em comparação com 2004, além dos impactos da tributação da realização da variação cambial devido ao pagamento de US\$ 81,9 milhões, referentes a juros diferidos da nota de US\$ 250 milhões (15% a.a.), ocorridos em Junho de 2005, uma vez que a Elektro adotou o regime de caixa para tributação da variação cambial, a partir de Janeiro de 2003.

### **Lucro Líquido (prejuízo)**

Como resultado das variações expostas, o lucro líquido no primeiro semestre de 2005 foi de R\$ 296,3 milhões, revertendo um prejuízo líquido de R\$ 53,5 milhões, no mesmo período em 2004.

Com base no resultado dos serviços, verifica-se que, operacionalmente, a Elektro esteve melhor no primeiro semestre de 2005, em relação ao primeiro semestre de 2004, visto a variação positiva nesta linha de R\$ 94,8 milhões. Adicionalmente, o resultado financeiro líquido aumentou R\$ 284,1 milhões, basicamente em função da variação cambial, impactando positivamente o lucro líquido do primeiro semestre de 2005, em comparação ao mesmo período de 2004.

## Comparação entre o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2004 e o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2003

### Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

	Em milhares de R\$					
	2004	% do Ativo Total	2003	% do Ativo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
<b>Disponível</b>						
Bancos	8.521	0,2%	53.061	1,6%	(44.540)	-83,9%
Aplicações financeiras	425.703	12,3%	313.422	9,6%	112.281	35,8%
	434.224	12,6%	366.483	11,2%	67.741	18,5%
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Consumidores e fornecedores	398.809	11,6%	352.911	10,8%	45.898	13,0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(37.091)	-1,1%	(30.144)	-0,9%	(6.947)	23,0%
Reposicionamento tarifário	129.780	3,8%	6.521	0,2%	123.259	18,90
Energia livre	45.702	1,3%	39.303	1,2%	6.399	16,3%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento	60.011	1,7%	59.521	1,8%	490	0,8%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	-	-	6.557	0,2%	(6.557)	-100,0%
Almoxarifado	2.492	0,1%	2.223	0,1%	269	12,1%
Adiantamentos a fornecedores	4.967	0,1%	2.233	0,1%	2.734	122,4%
Tributos a compensar	19.495	0,6%	14.123	0,4%	5.372	38,0%
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA	78.147	2,3%	32.414	1,0%	45.733	141,1%
Outras despesas pagas antecipadamente	401	0,0%	957	0,0%	(556)	-58,1%
Caução de fundos	46.574	1,3%	45.776	1,4%	798	1,7%
Outros créditos	13.930	0,4%	14.781	0,5%	(851)	-5,8%
	763.217	22,1%	547.176	16,7%	216.041	39,5%
	1.197.441	34,7%	913.659	27,9%	283.782	31,1%
<b>Realizável a Longo Prazo</b>						
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Parcelamentos de débitos de contas de energia	20.432	0,6%	15.900	0,5%	4.532	28,5%
Reposicionamento tarifário	26.698	0,8%	52.166	1,6%	(25.468)	-48,8%
Recomposição PIS/COFINS	42.017	1,2%	-	-	42.017	-
Energia elétrica longo prazo - MAE	27.492	0,8%	30.365	0,9%	(2.873)	-9,5%
Energia livre	38.085	1,1%	72.056	2,2%	(33.971)	-47,1%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento	45.008	1,3%	89.281	2,7%	(44.273)	-49,6%
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA	155.751	4,5%	160.266	4,9%	(4.515)	-2,8%
Depósitos Judiciais	25.276	0,7%	354	0,0%	24.922	7040,1%
Outros	2.830	0,1%	725	0,0%	2.105	290,3%
	383.589	11,1%	421.113	12,9%	(37.524)	-8,9%
<b>Permanente</b>						
Investimentos	9.622	0,3%	5.040	0,2%	4.582	90,9%
Imobilizado	-					
Em serviço	2.162.708	62,7%	2.079.877	63,5%	82.831	4,0%
Depreciação acumulada	(981.225)	-28,4%	(906.362)	-27,7%	(74.863)	8,3%
	1.181.483	34,2%	1.173.515	35,8%	7.968	0,7%
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda	813.770	23,6%	847.337	25,9%	(33.567)	-4,0%
Em curso	83.228	2,4%	73.498	2,2%	9.730	13,2%
	2.078.481	60,2%	2.094.350	63,9%	(15.869)	-0,8%
Obrigações especiais	(218.657)	-6,3%	(200.390)	-6,1%	(18.267)	9,1%
	1.859.824	53,9%	1.893.960	57,8%	(34.136)	-1,8%
Diferido	31	0,0%	42.373	1,3%	(42.342)	-99,9%
	1.869.477	54,2%	1.941.373	59,3%	(71.896)	-3,7%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.450.507</b>	<b>100%</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100%</b>	<b>174.362</b>	<b>5,3%</b>



Em milhares de R\$						
	2004	% do Passivo Total	2003	% do Passivo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	28.725	0,8%	25.425	0,8%	3.300	13,0%
Supridores de energia elétrica	154.516	4,5%	155.971	4,8%	(1.455)	-0,9%
Energia livre	44.826	1,3%	37.726	1,2%	7.100	18,8%
Tributos a recolher	148.722	4,3%	110.273	3,4%	38.449	34,9%
Empréstimos e financiamentos	211.784	6,1%	81.358	2,5%	130.426	160,3%
Contas a pagar - acionistas	517.689	15,0%	138.001	4,2%	379.688	275,1%
Debêntures	23.473	0,7%	1.420	0,0%	22.053	1553,0%
Dívidas com pessoas ligadas	4.637	0,1%	42.776	1,3%	(38.139)	-89,2%
Encargos do consumidor	22.359	0,6%	19.829	0,6%	2.530	12,8%
Salários e contribuições sociais	27.077	0,8%	32.116	1,0%	(5.039)	-15,7%
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS	4.212	0,1%	6.407	0,2%	(2.195)	-34,3%
Provisão para contingências	130.411	3,8%	84.482	2,6%	45.929	54,4%
Outros passivos circulantes	11.806	0,3%	13.133	0,4%	(1.327)	-10,1%
	<b>1.330.237</b>	<b>38,6%</b>	<b>748.917</b>	<b>22,9%</b>	<b>581.320</b>	<b>77,6%</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>						
Tributos a recolher	425	0,0%	-	-	425	-
Debêntures	-	-	19.475	0,6%	(19.475)	-100,0%
Empréstimos e financiamentos	111.705	3,2%	240.980	7,4%	(129.275)	-53,6%
Contas a pagar - acionistas	-	-	380.208	11,6%	(380.208)	-100,0%
Dívidas com pessoas ligadas	1.579.279	45,8%	1.710.510	52,2%	(131.231)	-7,7%
Energia livre	37.355	1,1%	69.165	2,1%	(31.810)	-46,0%
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária	25.229	0,7%	2.004	0,1%	23.225	1158,9%
Plano de pensão	5.687	0,2%	5.169	0,2%	518	10,0%
Outros	558	0,0%	550	0,0%	8	1,5%
	<b>1.760.238</b>	<b>51,0%</b>	<b>2.428.061</b>	<b>74,1%</b>	<b>(667.823)</b>	<b>-27,5%</b>
<b>Total do Passivo</b>	<b>3.090.475</b>	<b>89,6%</b>	<b>3.176.978</b>	<b>97,0%</b>	<b>(86.503)</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	969.455	28,1%	969.455	29,6%	-	-
Reservas de capital	15.111	0,4%	14.058	0,4%	1.053	7,5%
Prejuízos acumulados	(624.534)	-18,1%	(884.346)	-27,0%	259.812	-29,4%
	<b>360.032</b>	<b>10,4%</b>	<b>99.167</b>	<b>3,0%</b>	<b>260.865</b>	<b>263,1%</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.450.507</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100,0%</b>	<b>174.362</b>	<b>5,3%</b>

## Ativo

### Disponibilidades

A conta de disponibilidades atingiu R\$ 434,2 milhões em 2004, apresentando um acréscimo de R\$ 67,7 milhões em relação ao ano de 2003. A geração de caixa no exercício de 2004 foi influenciada pela significativa amortização de empréstimos, que superou em R\$ 288,8 milhões a captação de recursos e pelo recebimento de R\$ 50,2 milhões do empréstimo concedido pelo BNDES, referente ao financiamento do adiamento do repasse da CVA (2,63%) para as tarifas, ocorrida em agosto de 2003.

### Consumidores e supridores

A conta de Consumidores e Supridores passou de R\$352,9 milhões em 2003 para R\$ 398,8 milhões em 2004, apresentando um aumento de R\$ 45,9 milhões. Esse resultado é principalmente reflexo dos reajustes tarifários anuais de: (i) 20,25% homologado pela ANEEL em 27 de agosto de 2003 e (ii) 19,46% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2004.

### Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa passou de R\$ 30,1 milhões em 2003 para R\$ 37,1 milhões em 2004. Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da inadimplência do Setor Público Municipal.

## **Ativos Regulatórios**

### Reposicionamento Tarifário:

- Em 2004, o saldo da conta do reposicionamento tarifário atingiu R\$ 156,5 milhões (curto e longo prazo) contra R\$ 58,7 milhões em 2003. Esta variação deve-se ao reconhecimento contábil do aumento tarifário diferido, referente à Revisão Tarifária de 2003 (28,69% revisado em 2004 *versus* 20,25% aplicados em 2003).

### Recomposição Pis e Cofins:

- Em conformidade com o Contrato de Concessão e o disposto no artigo 9º, parágrafo 3º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que assegura o direito à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária, a Elektro reconheceu, em dezembro de 2004, o montante de R\$ 42,0 milhões no ativo realizável a longo prazo, em consequência da mudança do critério de tributação para não cumulatividade, conforme Lei 10.637/02, do PIS e COFINS. Esses valores foram contabilizados de acordo com o Ofício Circular nº 302/2005 – SFF/ANEEL.

### Energia Livre

- O saldo da conta de energia livre (curto e longo prazo) reduziu de R\$ 111,4 milhões em 2003 para R\$ 83,8 milhões em 2004. A redução ocorrida é decorrente do repasse às geradoras, através da recomposição tarifária extraordinária (RTE), vigente desde 27 de dezembro de 2001.

### Recuperação das perdas decorrentes do programa de racionamento:

- O ativo de curto e longo prazo das perdas decorrentes do programa de racionamento reduziu de R\$ 148,8 milhões em 2003 para R\$ 105,1 milhões em 2004. A redução refere-se à amortização, no exercício de 2004, através da recomposição tarifária extraordinária (RTE), vigente desde 27 de dezembro de 2001.

### Variação de Itens de Custos não Controláveis - Parcela A:

- As distribuidoras foram autorizadas a contabilizar um ativo referente às variações de custo da Parcela A, registradas entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001. Esse ativo será recuperado após a recuperação das perdas com racionamento e energia livre por um mecanismo semelhante ao da RTE, sendo mensalmente corrigido pela Selic. Em 2004, a conta atingiu R\$ 103,8 milhões, contra R\$ 90,0 milhões em 2003: a variação refere-se à correção monetária do período.

### Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA:

- Criada em 2001, refere-se ao reconhecimento dos efeitos econômicos e financeiros das variações dos custos da Parcela A. De acordo com as regras estabelecidas, quando estas despesas forem superiores ou inferiores aos montantes estipulados na fixação das tarifas de uma distribuidora na data de seu respectivo reajuste, esta tem o direito de recuperar ou a obrigação de devolver aos consumidores esta diferença apurada, por intermédio de reajuste tarifário: elevando-o, em caso de recuperar perdas, e reduzindo-o, em caso de devolução de ganhos aos consumidores. Estes valores são mensalmente corrigidos pela taxa Selic. Em 2004, o ativo de curto e longo prazo totalizou o montante de R\$ 130,1 milhões, contra R\$ 102,7 milhões em 2003.

## **Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda.**

O valor de R\$ 1.274.205 mil, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço, incorporada pela Companhia em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado no valor de R\$ 147.218 mil, registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura, no valor de R\$ 1.126.987 mil, registrada originalmente no ativo diferido.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado, resultante da incorporação da controladora Terraço, é amortizado em 20 anos, pelo prazo médio de vida útil do imobilizado.

O ágio contabilizado no ativo imobilizado, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura, está sendo amortizado de acordo com a taxa de amortização revisada pela ANEEL: 2,5692% para 2003 e 2,3254% para 2004.

#### ***Diferido***

É principalmente composto pelo diferimento da variação cambial ocorrida em 2001, decorrente de ajustes dos valores em reais de obrigações e créditos em moeda estrangeira, conforme permitido pelas Deliberações CVM nº 404/409. A amortização é calculada pelo método linear, considerando o período de 4 anos.

#### **Passivo**

##### ***Supridores de energia elétrica***

A conta de supridores de energia elétrica passou de R\$ 156,0 milhões em 2003 para R\$ 154,5 milhões em 2004.

##### ***Tributos a Recolher***

A conta de tributos a recolher apresentou um acréscimo de R\$ 38,5 milhões, passando de R\$ 110,3 milhões em 2003 para R\$ 148,7 milhões em 2004. Este acréscimo refere-se aos valores de Pis/Cofins, Imposto de Renda e Contribuição Social referentes ao reconhecimento do aumento tarifário diferido, o qual vem sendo liquidado através do recebimento deste ativo junto aos consumidores finais.

##### ***Empréstimos e Financiamentos***

O endividamento da Elektro com terceiros em 2004 (R\$ 323,5 milhões) manteve-se estável em relação a 2003 (R\$ 322,3 milhões). Dentre os montantes, encontram-se dois empréstimos emergenciais liberados pelo BNDES, destinados a: (i) antecipar às distribuidoras 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento e dos itens da Parcela A (BNDES Racionamento); e (ii) recompor o equilíbrio financeiro das distribuidoras que tiveram o repasse da CVA, devido no reajuste tarifário de 2003, diferido por 24 meses (BNDES CVA).

##### ***Dívidas com pessoas ligadas***

As dívidas com pessoas ligadas passaram de R\$ 1.753,3 milhões em 2003 para R\$ 1.583,9 milhões em 2004, apresentando uma redução de R\$ 169,4 milhões. Esta variação é principalmente devida a atualização cambial destas obrigações em dólar, em função da valorização do Real ocorrida em 2004 (8,1%) .

Adicionalmente, a Elektro retomou, em 2004, os pagamentos de juros para as partes relacionadas, os quais estavam diferidos nos exercícios de 2002 e 2003.

##### ***Provisão para Contingências***

As provisões para contingências aumentaram em R\$ 45,9 milhões, passando de R\$ 84,5 milhões em 2003 para R\$ 130,4 milhões em 2004. Estas provisões são constituídas para cobrir eventuais processos cíveis, trabalhistas e fiscais. O aumento é principalmente devido à provisão de R\$ 28,5 milhões referente à discussão sobre a definição da base de cálculo do ICMS sobre o fornecimento de energia, nos termos dos contratos firmados pela companhia com seus clientes do grupo A, e da contingência fiscal de PIS/COFINS devidos sobre receitas financeiras, a qual a Companhia questiona judicialmente a constitucionalidade da lei que ampliou a base de cálculo destes tributos.

## Principais Alterações nas Contas de Resultado

Demonstrações do Resultado	Em R\$ mil				Variação	
	2004	% da Receita Total	2003	% da Receita Total	R\$ mil	%
<b>Receitas operacionais</b>	<b>2.929.640</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.445.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>484.278</b>	<b>19,8%</b>
Clientes finais - fornecimento de energia	2.609.451	89,1%	2.244.183	91,8%	365.268	16,3%
Suprimento de Energia	376	0,0%	7.898	0,3%	(7.522)	-95,2%
Receita reposicionamento tarifário	97.792	3,3%	58.687	2,4%	39.105	66,6%
Energia Livre	-	-	22.384	0,01	(22.384)	-100,0%
Encargos de capacidade emergencial	90.964	3,1%	64.114	2,6%	26.850	41,9%
Receita uso do sistema	105.642	3,6%	29.948	1,2%	75.694	252,8%
Outras receitas	25.415	0,9%	18.148	0,7%	7.267	40,0%
<b>Deduções às receitas operacionais</b>	<b>(883.737)</b>	<b>-30,2%</b>	<b>(679.561)</b>	<b>-27,8%</b>	<b>(204.176)</b>	<b>-30,0%</b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(21.218)	-0,7%	(21.782)	-0,9%	564	2,6%
Quota para a conta consumo combustível - CCC e CDE	(158.336)	-5,4%	(97.684)	-4,0%	(60.652)	-62,1%
Repasse de encargos de capacidade emergencial	(82.062)	-2,8%	(60.601)	-2,5%	(21.461)	-35,4%
ICMS s/ fornecimento	(495.967)	-16,9%	(408.833)	-16,7%	(87.134)	-21,3%
ICMS - Demanda	(19.939)	-0,7%	-	-	(19.939)	-
Recomposição PIS/Cofins	40.211	1,4%	-	-	40.211	-
COFINS	(119.708)	-4,1%	(73.390)	-3,0%	(46.318)	-63,1%
PIS	(26.438)	-0,9%	(17.047)	-0,7%	(9.391)	-55,1%
ISS	(280)	0,0%	(224)	0,0%	(56)	-25,0%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>2.045.903</b>	<b>69,8%</b>	<b>1.765.801</b>	<b>72,2%</b>	<b>280.102</b>	<b>15,9%</b>
<b>Custo dos Serviços Prestados a Terceiros</b>						
<i>Custo do Serviço de Energia Elétrica</i>	<b>(1.137.647)</b>	<b>-38,8%</b>	<b>(1.084.834)</b>	<b>-44,4%</b>	<b>(52.813)</b>	<b>-4,9%</b>
Energia comprada para revenda	(1.137.647)	-38,8%	(1.067.687)	-43,7%	(69.960)	-6,6%
Energia Livre	-	-	(17.147)	(0,01)	17.147	100,0%
<i>Custo da Operação</i>	<b>(307.673)</b>	<b>-10,5%</b>	<b>(292.364)</b>	<b>-12,0%</b>	<b>(15.309)</b>	<b>-5,2%</b>
Pessoal	(91.251)	-3,1%	(94.944)	-3,9%	3.693	3,9%
Materiais	(16.882)	-0,6%	(15.648)	-0,6%	(1.234)	-7,9%
Serviços de terceiros	(48.792)	-1,7%	(42.467)	-1,7%	(6.325)	-14,9%
Depreciação e outras amortizações	(104.300)	-3,6%	(101.165)	-4,1%	(3.135)	-3,1%
Outros	(46.448)	-1,6%	(38.140)	-1,6%	(8.308)	-21,8%
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(149.837)</b>	<b>-5,1%</b>	<b>(138.329)</b>	<b>-5,7%</b>	<b>(11.508)</b>	<b>-8,3%</b>
Despesas com vendas	(12.780)	-0,4%	(10.947)	-0,4%	(1.833)	-16,7%
Despesas gerais administrativas	(44.941)	-1,5%	(47.741)	-2,0%	2.800	5,9%
Amortização do ágio	(33.568)	-1,1%	(36.315)	-1,5%	2.747	7,6%
Outras Despesas Operacionais	(58.548)	-2,0%	(43.326)	-1,8%	(15.222)	-35,1%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>450.746</b>	<b>15,4%</b>	<b>250.274</b>	<b>10,2%</b>	<b>200.472</b>	<b>80,1%</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>4.052</b>	<b>0,1%</b>	<b>(5.358)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>9.410</b>	<b>175,6%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(114.377)</b>	<b>-3,9%</b>	<b>151.626</b>	<b>6,2%</b>	<b>(266.003)</b>	<b>-175,4%</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>340.421</b>	<b>11,6%</b>	<b>396.542</b>	<b>16,2%</b>	<b>(56.121)</b>	<b>-14,2%</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>(6.616)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>(6.688)</b>	<b>-0,3%</b>	<b>72</b>	<b>1,1%</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) antes da CS e IR</b>	<b>333.805</b>	<b>11,4%</b>	<b>389.854</b>	<b>15,9%</b>	<b>(56.049)</b>	<b>-14,4%</b>
Imposto de renda	(55.808)	-1,9%	(24.553)	-1,0%	(31.255)	-127,3%
Contribuição social	(18.185)	-0,6%	(8.019)	-0,3%	(10.166)	-126,8%
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</b>	<b>259.812</b>	<b>8,9%</b>	<b>357.282</b>	<b>14,6%</b>	<b>(97.470)</b>	<b>-27,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>588.614</b>	<b>20,1%</b>	<b>387.754</b>	<b>15,9%</b>	<b>200.860</b>	<b>51,8%</b>

## Receita Operacional

Em 2004, as receitas operacionais brutas cresceram 19,8%, atingindo R\$ 2.929,6 milhões, contra R\$ 2.445,3 milhões no ano anterior. Do aumento de R\$ 484,3 milhões nas receitas operacionais brutas, pode-se dizer que R\$ 365,3 milhões equivalem ao fornecimento de energia elétrica, R\$ 39,1 milhões são devidos à variação da receita do Reposicionamento Tarifário, reconhecida pro-rata dia, desde 27 de agosto de 2003, oriunda do diferimento de 8,44% do total de 28,69% concedidos na Revisão Tarifária Periódica de 2003 (percentuais revisados pela ANEEL em 2004), e R\$ 82,9 milhões referem-se a outras receitas operacionais (principalmente tarifa de uso do sistema).

**Fornecimento de Energia.** Ao longo do período de 2004, a Elektro forneceu 9.870 GW de energia a seus Clientes Finais, registrando uma redução de 6% em relação a 2003, quando foram fornecidos 10.504 GW.

As vendas de energia para a classe residencial apresentaram um aumento de 3% em 2004, influenciadas pelo aumento médio de 2,3% no número de consumidores e pela tendência de retomada no consumo por parte dos Clientes Finais, fato que não acontece desde o racionamento de energia, ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

As classes comercial e rural apresentaram, em conjunto, um crescimento de 4,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela retomada do crescimento da economia brasileira.

Em 2004, a redução de 16,8% nas vendas para a classe industrial em relação ao ano anterior deveu-se à saída de Clientes Livres da base cativa de clientes da Elektro, os quais representaram 13,2% do consumo total da área de concessão da Elektro.

A saída dos Clientes Livres representou um decréscimo nas vendas de energia em GWh da Elektro, mas, por outro lado, implicou também na redução das respectivas compras de energia e recebimento da tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica, fato que gerou a receita de R\$ 105,6 milhões em 2004 e representou mais que o triplo da receita registrada no ano anterior. Para a Elektro, o efeito da saída dos Clientes Livres foi um aumento da receita pelo uso do sistema, com impacto positivo em sua margem operacional.

A receita com a venda de energia a Clientes Finais atingiu R\$ 2.609,5 milhões em 2004, 16,3% superior às vendas de 2003 (R\$ 2.244,2 milhões). Esse resultado é principalmente reflexo dos reajustes tarifários anuais de: (i) 20,25%, homologado pela ANEEL em 27 de agosto de 2003; e (ii) 19,46%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2004, cujo efeito compensou as perdas com um volume de venda de energia em 2004 6% menor do que em 2003.

**Suprimento de energia elétrica para revenda:** As receitas da Elektro com suprimento de energia elétrica atingiram R\$ 0,4 milhões em 2004, apresentando uma redução de 95,2% em comparação com R\$ 7,9 milhões em 2003. A variação verificada ocorreu em função da recontabilização, em junho de 2003, dos valores de compra e venda de energia, realizadas entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, no MAE. Adicionalmente, houve o efeito da redução das sobras de energia em 2004, decorrente de um planejamento de mercado mais eficiente, que, conseqüentemente, reduziu as vendas no MAE em relação a 2003.

**Outras receitas operacionais:** As outras receitas operacionais atingiram R\$ 131,1 milhões em 2004 contra R\$ 48,1 milhões em 2003. Essas receitas aumentaram 253% em 2004 devido ao crescimento das receitas de tarifa de fio (de R\$ 29,9 milhões para R\$ 105,6 milhões), decorrente do aumento da saída de Clientes Livres da base cativa da Elektro.

## **Deduções da Receita Operacional**

As deduções da receita operacional cresceram 30,0%, atingindo R\$ 883,7 milhões em 2004 contra R\$ 679,5 milhões em 2003. No período de 2004, as deduções da receita operacional representaram 30,2% da receita bruta, contra 27,8% no período de 2003. A variação foi decorrente, principalmente, de dois fatores: (i) aumento de R\$ 87,1 milhões em função do ICMS, como decorrência do mix de consumo entre as classes residencial e industrial, que têm alíquotas diferentes (de 0 à 25% e 18%, respectivamente) e (ii) aumento da quota para a conta de desenvolvimento energético em R\$ 43,0 milhões.

## **Receita Operacional Líquida**

Em 2004, as receitas operacionais líquidas da Elektro foram de R\$ 2.045,9 milhões, 15,9% superior às registradas em 2003, no montante de R\$ 1.765,8 milhões. A variação foi motivada pelo crescimento da receita operacional bruta, conforme mencionado acima.

## **Custos do Serviço de Energia Elétrica**

Os custos do serviço de energia elétrica aumentaram em R\$ 52,8 milhões (4,9%) em 2004, atingindo R\$ 1.137,6 milhões, contra R\$ 1.084,8 milhões no ano anterior.

A energia comprada para revenda apresentou um aumento de 1,5%, de R\$ 849,9 milhões em 2003 para R\$ 862,8 milhões em 2004, devido ao aumento do custo médio da energia comprada, que compensou o efeito da redução de volume de 6,5%, em função da saída dos Clientes Livres do setor industrial, da base cativa da Elektro.

Os custos com encargos de uso da rede aumentaram 26,2%, passando de R\$ 217,8 milhões em 2003, para R\$ 274,9 milhões em 2004. O principal custo que impactou a variação foi a Rede Básica, apresentando uma variação de R\$ 55,3 milhões.

A variação verificada no custo médio de energia e dos encargos foi explicada principalmente pelos aumentos nos preços resultantes dos reajustes contratuais, através de IGP-M.

## **Custos da Operação**

O custo total da operação aumentou R\$ 15,3 milhões (5,2%) em 2004, passando de R\$ 292,4 milhões em 2003, para R\$ 307,6 milhões em 2004, influenciado principalmente: (i) pelo aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa em R\$ 10,1 milhões (94,3%), causado pelo crescimento da inadimplência, por parte de algumas prefeituras municipais; (ii) incremento de R\$ 6,3 milhões em materiais (aumento de preços de combustíveis e materiais de sistemas elétricos) e serviços de terceiros (principalmente em função dos reajustes contratuais) e (iii) R\$ 3,1 milhões referentes à depreciação.

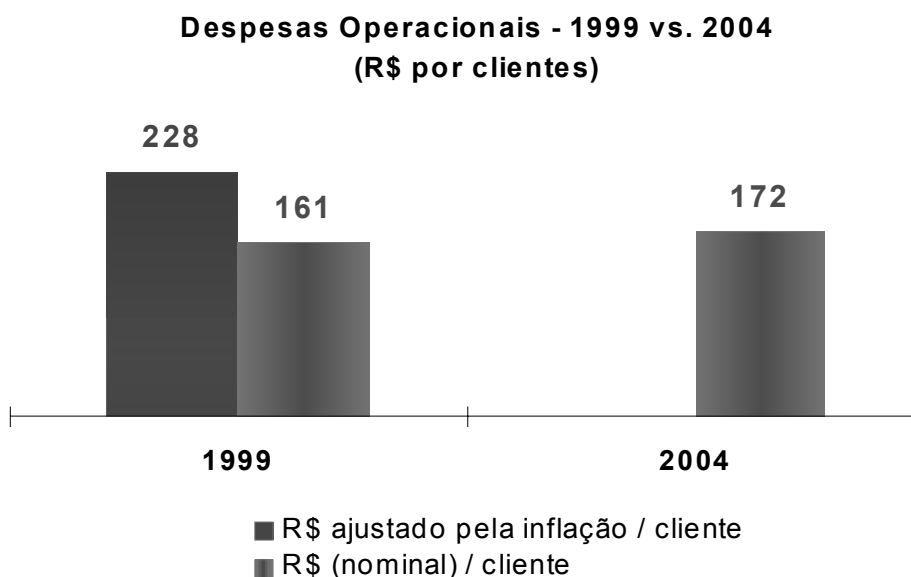
A administração da Elektro também focou esforços no controle dos custos gerenciáveis. O custo da operação, com pessoal, materiais e serviços de terceiros, aumentou 2,53%, índice inferior às taxas de inflação do ano de 2004.

## **Despesas Operacionais**

As despesas operacionais aumentaram 8,3%, passando de R\$ 138,3 milhões em 2003 para R\$ 149,8 milhões em 2004, em decorrência de: (i) incremento de R\$ 1,8 milhão nas despesas com vendas e

(ii) incremento das outras despesas operacionais, no montante de R\$ 15,2 milhões, em função de: incremento das provisões para contingências, no valor de R\$ 4,5 milhões, e da amortização do custo do racionamento, no valor de R\$ 3,3 milhões.

A Elektro apresentou significativa redução de custos de 1999 a 2004 (25% em R\$ ajustados pela inflação) por meio de investimentos em modernização da gestão, centralização das operações, inovações tecnológicas, revisão de processos e programas de demissão voluntária, conforme apresentado abaixo:



## **EBITDA**

O EBITDA cresceu 51,8%, atingindo R\$ 588,6 milhões no período de 2004 contra R\$ 387,7 milhões no período de 2003. Este resultado deve-se às variações acima descritas, das quais destacam-se: o efeito do reajuste de 19,46% nas tarifas da Elektro em agosto de 2004, impactando positivamente a receita de vendas para consumidores finais, parcialmente compensado pelo aumento do ICMS, como decorrência do mix de consumo entre as classes residencial e industrial, que têm alíquotas diferentes, e do aumento dos encargos regulatórios e dos custos com encargos de uso da rede.

## **Resultado do Serviço**

O resultado do serviço cresceu 80,1%, atingindo R\$ 450,7 milhões em 2004, contra R\$ 250,2 milhões em 2003, resultado das variações acima descritas.

## **Resultado de Participações Societárias**

Em 2004, verifica-se uma variação positiva de 175,6% no resultado de participações societárias, que totalizou R\$ 4,1 milhões, contra uma despesa de R\$ 5,4 milhões em 2003. Esta variação é resultado do efeito da equivalência patrimonial da TIL na Elektro.

## **Resultado Financeiro Líquido (Despesas)**

O resultado financeiro líquido totalizou uma despesa financeira de R\$ 114,4 milhões em 2004, comparado a uma receita de R\$ 151,6 milhões em 2003, representando uma variação percentual de 175,4% (diminuição de R\$ 266 milhões).

Esta variação é explicada pelo comportamento da taxa de câmbio, principalmente sobre os empréstimos em moeda estrangeira: em 2003, o Real apresentou valorização de 18,2%, enquanto, em 2004, a valorização foi de apenas de 8,1% em relação ao dólar. Isto representou uma variação desfavorável de R\$ 225,7 milhões, uma vez que o ganho de variação cambial de 2004 (R\$ 90,9 milhões) foi menor que o de 2003 (R\$ 316,5 milhões).

Adicionalmente, a Elektro reconheceu, no exercício de 2003, uma receita de R\$ 29,7 milhões referente ao desconto sobre o valor dos juros devidos neste período da nota de US\$ 213 milhões com a ETB, em função do processo de reestruturação desta dívida, o que não ocorreu em 2004.

Por fim, a receita de variação monetária líquida sobre os ativos regulatórios em 2004 foi R\$ 12,5 milhões menor que em 2003, em função da amortização do principal de perdas do racionamento e energia livre, diminuindo, portanto, a base de incidência de correção monetária através da taxa Selic.

## **Resultado Não Operacional**

O resultado não operacional em 2004 manteve-se constante em relação ao exercício de 2003: R\$ 6,7 milhões de despesa em ambos os exercícios.

A natureza do resultado não operacional relaciona-se basicamente à venda de ativos fixos, reconhecendo-se o ganho na alienação de imóveis e perdas na desativação e alienação de bens



### **Imposto de Renda e Contribuição Social**

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 73,9 milhões em 2004, comparado a R\$ 32,5 milhões em 2003.

A Elektro, com base na Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, não reconheceu créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2004.

### **Lucro Líquido (prejuízo)**

Como resultado das variações expostas, o lucro líquido em 2004 foi de R\$ 259,8 milhões, comparado com um lucro líquido de R\$ 357,2 milhões em 2003.

Com base no resultado dos serviços, verifica-se que, operacionalmente, a Elektro esteve melhor em 2004, em relação a 2003, visto a variação positiva nesta linha de R\$ 200,5 milhões. Entretanto, o resultado financeiro líquido diminuiu R\$ 266,0 milhões, basicamente em função da variação cambial (valorização cambial de 2004 foi inferior a de 2003: R\$ 225,7 milhões), impactando negativamente o lucro líquido de 2004 em comparação a 2003.

## Comparação entre o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2003 e o Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2002

### Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

	Em milhares de R\$					
	2003	% do Ativo Total	2002	% do Ativo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
<b>Disponível</b>						
Bancos	53.061	1,6%	17.216	0,5%	35.845	208,2%
Aplicações financeiras	313.422	9,6%	155.082	4,6%	158.340	102,1%
	366.483	11,2%	172.298	5,1%	194.185	112,7%
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Consumidores e fornecedores	352.911	10,8%	454.965	13,5%	(102.054)	-22,4%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(30.144)	-0,9%	(33.800)	-1,0%	3.656	-10,8%
Reposicionamento tarifário	6.521	0,2%	-	-	6.521	-
Energia livre	39.303	1,2%	32.176	1,0%	7.127	22,2%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento	59.521	1,8%	67.355	2,0%	(7.834)	-11,6%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	6.557	0,2%	-	-	6.557	-
Almoxarifado	2.223	0,1%	2.033	0,1%	190	9,3%
Adiantamentos a fornecedores	2.233	0,1%	3.306	0,1%	(1.073)	-32,5%
Tributos a compensar	14.123	0,4%	12.842	0,4%	1.281	10,0%
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA	32.414	1,0%	5.480	0,2%	26.934	491,5%
Outras despesas pagas antecipadamente	957	0,0%	1.341	0,0%	(384)	-28,6%
Caução de fundos	45.776	1,4%	-	-	45.776	-
Outros créditos	14.781	0,5%	10.763	0,3%	4.018	37,3%
	547.176	16,7%	556.461	16,6%	(9.285)	-1,7%
	913.659	27,9%	728.759	21,7%	184.900	25,4%
<b>Realizável a Longo Prazo</b>						
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>						
Parcelamentos de débitos de contas de energia	15.900	0,5%	21.758	0,6%	(5.858)	-26,9%
Reposicionamento tarifário	52.166	1,6%	-	-	52.166	-
Energia elétrica longo prazo - MAE	30.365	0,9%	-	-	30.365	-
Energia livre	72.056	2,2%	69.714	2,1%	2.342	3,4%
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento	89.281	2,7%	106.645	3,2%	(17.364)	-16,3%
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica	-	0,0%	9.836	0,3%	(9.836)	-100,0%
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA	160.266	4,9%	143.399	4,3%	16.867	11,8%
Depósitos Judiciais	354	0,0%	-	-	354	-
Outros	725	0,0%	1.727	0,1%	(1.002)	-58,0%
	421.113	12,9%	353.079	10,5%	68.034	19,3%
<b>Permanente</b>						
Investimentos	5.040	0,2%	10.109	0,3%	(5.069)	-50,1%
Imobilizado						
Em serviço	2.079.877	63,5%	1.958.056	58,3%	121.821	6,2%
Depreciação acumulada	(906.362)	-27,7%	(830.114)	-24,7%	(76.248)	9,2%
	1.173.515	35,8%	1.127.942	33,6%	45.573	4,0%
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda	847.337	25,9%	883.653	26,3%	(36.316)	-4,1%
Em curso	73.498	2,2%	62.628	1,9%	10.870	17,4%
	2.094.350	63,9%	2.074.223	61,7%	20.127	1,0%
Obrigações especiais	(200.390)	-6,1%	(183.168)	-5,5%	(17.222)	9,4%
	1.893.960	57,8%	1.891.055	56,3%	2.905	0,2%
Diferido	42.373	1,3%	84.714	2,5%	(42.341)	-50,0%
	1.941.373	59,3%	1.985.878	59,1%	(44.505)	-2,2%
Passivo a descoberto	-	-	291.606	8,7%	(291.606)	-100%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100%</b>	<b>3.359.322</b>	<b>100%</b>	<b>(83.177)</b>	<b>-2,5%</b>

Em milhares de R\$						
	2003	% do Passivo Total	2002	% do Passivo Total	Variação R\$ mil	Variação %
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	25.425	0,8%	17.745	0,5%	7.680	43,3%
Supridores de energia elétrica	155.971	4,8%	178.107	5,3%	(22.136)	-12,4%
Energia livre	37.726	1,2%	31.001	0,9%	6.725	21,7%
Tributos a recolher	110.273	3,4%	57.148	1,7%	53.125	93,0%
Empréstimos e financiamentos	81.358	2,5%	90.975	2,7%	(9.617)	-10,6%
Contas a pagar - acionistas	138.001	4,2%	492	0,0%	137.509	27949,0%
Debêntures	1.420	0,0%	1.338	0,0%	82	6,1%
Dívidas com pessoas ligadas	42.776	1,3%	-	-	42.776	-
Encargos do consumidor	19.829	0,6%	13.399	0,4%	6.430	48,0%
Salários e contribuições sociais	32.116	1,0%	26.879	0,8%	5.237	19,5%
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS	6.407	0,2%	8.079	0,2%	(1.672)	-20,7%
Provisão para contingências	84.482	2,6%	65.659	2,0%	18.823	28,7%
Outros passivos circulantes	13.133	0,4%	12.371	0,4%	762	6,2%
	<b>748.917</b>	<b>22,9%</b>	<b>503.193</b>	<b>15,0%</b>	<b>245.724</b>	<b>48,8%</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>						
Tributos a recolher	-	-	13.016	0,4%	(13.016)	-100%
Debêntures	19.475	0,6%	18.326	0,5%	1.149	6,3%
Empréstimos e financiamentos	240.980	7,4%	263.565	7,8%	(22.585)	-8,6%
Contas a pagar - acionistas	380.208	11,6%	518.208	15,4%	(138.000)	-26,6%
Dívidas com pessoas ligadas	1.710.510	52,2%	1.971.515	58,7%	(261.005)	-13,2%
Energia livre	69.165	2,1%	67.169	2,0%	1.996	3,0%
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária	2.004	0,1%	-	-	2.004	-
Plano de pensão	5.169	0,2%	3.712	0,1%	1.457	39,3%
Outros	550	0,0%	618	0,0%	(68)	-11,0%
	<b>2.428.061</b>	<b>74,1%</b>	<b>2.856.129</b>	<b>85,0%</b>	<b>(428.068)</b>	<b>-15,0%</b>
<b>Total do Passivo</b>	<b>3.176.978</b>	<b>97,0%</b>	<b>3.359.322</b>	<b>100,0%</b>	<b>(182.344)</b>	<b>-5,4%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	969.455	29,6%	969.455	28,9%	-	-
Reservas de capital	14.058	0,4%	14.058	0,4%	-	-
Prejuízos acumulados	(884.346)	-27,0%	(1.275.119)	-38,0%	390.773	-30,6%
	<b>99.167</b>	<b>3,0%</b>	<b>(291.606)</b>	<b>-8,7%</b>	<b>390.773</b>	<b>-134,0%</b>
Passivo a descoberto	-	-	291.606	8,7%	(291.606)	-100,0%
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.276.145</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.359.322</b>	<b>100,0%</b>	<b>(83.177)</b>	<b>-2,5%</b>

## Ativo

### Disponibilidades

A conta de disponibilidades atingiu R\$ 366,5 milhões em 2003, apresentando um acréscimo de R\$ 194,2 milhões em relação ao ano de 2002. A razão principal deste acréscimo foi o maior volume de aplicações decorrentes dos recebimentos das liquidações financeiras das operações realizadas no MAE, entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, no montante de R\$ 103,9 milhões, ao longo de 2003, combinado com o efeito dos reajustes tarifários anuais de: (i) 14,21% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2002, e (ii) 20,25% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003.

### Consumidores e supridores, Parcelamentos de débitos de contas de energia e Energia elétrica de longo prazo - MAE

A conta de Consumidores e supridores passou de R\$ 455,0 milhões em 2002 para R\$ 352,9 milhões em 2003, apresentando uma redução de R\$ 102,1 milhões. A principal causa desta redução deve-se ao recebimento das liquidações financeiras das operações realizadas no MAE, entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, no montante de R\$ 103,9 milhões, ao longo de 2003. Este pagamento foi realizado líquido do montante de R\$ 43,9 milhões, referentes aos Encargos de Serviço de Sistema (ESS), que estavam devidamente considerados no saldo a pagar. Também como consequência destas liquidações, houve a reclassificação de R\$ 30,4 milhões, relacionados ao saldo remanescente a receber destas operações para o longo prazo (para a conta de Energia elétrica longo prazo – MAE), por se tratarem principalmente de montantes cuja liquidação financeira encontra-se suspensa por liminares judiciais.

Adicionalmente, o saldo de contas a receber de consumidores finais cresceu, em aproximadamente R\$ 70 milhões, em função do efeito dos reajustes tarifários anuais de: (i) 14,21% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2002, e (ii) 20,25% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003.

Por fim, a conta de Parcelamento de débitos de conta de energia, que refere-se principalmente aos montantes em negociação com o poder público, apresentou, no longo prazo, uma redução de R\$ 5,9 milhões.

### ***Ativos Regulatórios***

Em consequência dos severos impactos do racionamento de energia para o setor elétrico, em dezembro de 2001, o Governo Federal, as geradoras e distribuidoras de energia elétrica concluíram negociações que resultaram no Acordo Geral do Setor Elétrico.

Dentre outras medidas, a ANEEL e o Governo Brasileiro autorizaram a criação dos seguintes ativos regulatórios, como mecanismos de compensação das perdas verificadas:

#### ***Recuperação das perdas decorrentes do programa de racionamento:***

- Consiste na contabilização, nos demonstrativos financeiros das distribuidoras, de um ativo proporcional à redução de receita verificada durante a vigência do racionamento. Estes montantes são mensalmente corrigidos pela taxa Selic. O ativo de curto e longo prazos das perdas decorrentes do programa de racionamento foi reduzido de R\$ 174,0 milhões, em 2002, para R\$ 148,8 milhões, em 2003. A redução refere-se à amortização, no exercício de 2003, através da recomposição tarifária extraordinária (RTE) vigente desde 27 de dezembro de 2001, um valor adicional nas tarifas de distribuição, que varia entre 2,9% e 7,9%, de acordo com a classe de consumo.

#### ***Energia Livre:***

- Refere-se às perdas incorridas pelos geradores durante o período de Racionamento e devidamente reconhecidas pela ANEEL. Os geradores são compensados por tais perdas através de aumentos tarifários, devendo as distribuidoras repassar tais valores aos geradores. Esta transação deve ser contabilizada por meio da contabilização de um ativo e compensação de um passivo, por se tratar de um repasse. Estes montantes também são mensalmente corrigidos pela taxa Selic.

O saldo da conta de energia livre (curto e longo prazos) variou de R\$ 101,9 milhões em 2002 para R\$ 111,4 milhões em 2003, em função da ratificação do valor devido (aumento de R\$ 13,4 milhões, através da Resolução Normativa n.º 1, de 12 de janeiro de 2004) e do repasse às geradoras, através da recomposição tarifária extraordinária (RTE), vigente desde 27 de dezembro de 2001.

#### ***Variação de Itens de Custos não Controláveis - Parcela A:***

- As distribuidoras foram autorizadas a contabilizar um ativo referente às variações de custo da Parcela A, registradas entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001. Esse ativo será recuperado por um mecanismo semelhante ao da RTE, após a recuperação das perdas com racionamento e energia livre, sendo também corrigido pela Selic. Em 2003, a conta atingiu R\$ 90,0 milhões, contra R\$ 72,6 milhões em 2002: a variação refere-se à correção monetária do período.

#### ***Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA:***

- Criada em 2001, refere-se ao reconhecimento dos efeitos econômicos e financeiros das variações dos custos da Parcela A. De acordo com as regras estabelecidas, quando estas despesas forem superiores ou inferiores aos montantes estipulados na fixação das tarifas de uma distribuidora na data de seu respectivo reajuste, esta tem o direito de recuperar ou a obrigação de devolver aos consumidores esta diferença apurada, por intermédio de reajuste tarifário: elevando-o em caso de recuperar perdas e reduzindo-o em caso de devolução de ganhos aos consumidores. Estes valores são mensalmente corrigidos pela taxa Selic. Em 2003, o ativo de curto e longo prazo totalizou o montante de R\$ 102,7 milhões, contra R\$ 76,3 milhões em 2002.

### Custos a recuperar – programa de racionamento de energia elétrica:

- Representam gastos vinculados à implementação das ações necessárias à execução do programa de racionamento, sendo compostos, principalmente, pelos gastos de pessoal disponibilizado no gerenciamento do programa, implementações nos sistemas de faturamento/recebimento e mão-de-obra contratada para o atendimento durante a vigência do racionamento. Estes valores foram recuperados através de acréscimos repassados às tarifas, em 12 meses, a partir do reajuste tarifário anual de 27 de agosto de 2003.

#### *Reposicionamento Tarifário*

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a revisão tarifária periódica deve ocorrer a cada quatro anos, iniciando-se no quinto ano da concessão. Essa revisão tem a finalidade de reavaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar para os consumidores os ganhos de produtividade da concessionária. No caso da Elektro, ocorreu em 27 de agosto de 2003, implicando em um reposicionamento tarifário de 27,93% e um Fator X de 2,38%. De acordo com a metodologia definida pela ANEEL e objetivando amenizar o impacto do reajuste para os consumidores finais, sem deixar de garantir a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, foi aplicado, em 27 de agosto de 2003, um índice de 20,25%. Em agosto de 2004, a ANEEL revisou o índice de reposicionamento tarifário para 28,69% e o Fator X para 3,5307%. A diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003 estará sendo considerada nos reajustes tarifários anuais aplicáveis de 2004 a 2006.

Em 2003, a Elektro tinha registrado, entre curto e longo prazos, o montante de R\$ 58,7 milhões.

#### *Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda.*

O valor de R\$ 1.274.205 mil, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço, incorporada pela Companhia em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado no valor de R\$ 147.218 mil, registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura no valor de R\$ 1.126.987 mil, registrada originalmente no ativo diferido.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado, resultante da incorporação da controladora Terraço, é amortizado em 20 anos, pelo prazo médio de vida útil do imobilizado.

O ágio contabilizado no ativo imobilizado, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura, está sendo amortizado de acordo com a taxa de amortização revisada pela ANEEL: 2,0420% para 2002 e 2,5692% para 2003.

#### *Diferido*

É principalmente composto pelo diferimento da variação cambial ocorrida em 2001, decorrente de ajustes dos valores em reais de obrigações e créditos em moeda estrangeira, conforme permitido pelas Deliberações CVM nº 404/409. A amortização é calculada pelo método linear, considerando-se o período de 4 anos.

#### **Passivo**

#### *Supridores de energia elétrica*

A conta de supridores de energia elétrica passou de R\$ 178,1 milhões, em 2002, para R\$ 156,0 milhões, em 2003. Esta redução de R\$ 22,1 milhões deve-se, principalmente, à liquidação financeira das operações realizadas no MAE, entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, da qual fez parte o acerto dos valores referentes aos Encargos de Serviços de Sistema (ESS), da ordem de R\$ 44 milhões. Esta redução foi parcialmente compensada pelo efeito dos reajustes no custo médio de energia, explicados pelos aumentos nos preços resultantes dos reajustes contratuais e da modificação na composição do preço médio pela introdução de novos contratos.

### ***Tributos a Recolher***

A conta de tributos a recolher apresentou um acréscimo de R\$ 53,1 milhões, passando de R\$ 57,1 milhões em 2002 para R\$ 110,3 milhões em 2003.

A partir de 2003, a Elektro passou a adotar o regime de caixa para tributação da variação cambial, e devido ao efeito da valorização do Real ocorrida em 2003, de 18,2% em relação ao dólar, provisionou a incidência de PIS/COFINS sobre seu ganho de variação cambial de R\$ 316,5 milhões. Isto ocasionou um aumento nos montantes de PIS/COFINS a recolher (somente devidos no momento de liquidação desta variação cambial) da ordem de R\$ 16,7 milhões.

Adicionalmente, a Elektro voltou a apresentar lucro tributável em 2003, o que implicou em um aumento de imposto de renda e contribuição social a pagar, de zero para R\$ 28,8 milhões.

### ***Empréstimos e Financiamentos***

O endividamento da Elektro com terceiros passou de R\$ 354,5 milhões em 2002 para R\$ 322,4 milhões em 2003, apresentando uma redução de R\$ 32,1 milhões, principalmente em função da quitação do empréstimo de capital de giro com o Sudameris, no montante de R\$ 27,6 milhões.

Dentre os montantes, encontram-se dois empréstimos emergenciais liberados pelo BNDES, destinados a: (i) antecipar às distribuidoras 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento e dos itens da Parcela A (BNDES Racionamento); e (ii) recompor o equilíbrio financeiro das distribuidoras que tiveram o repasse da CVA, devido no reajuste tarifário de 2003, diferido por 24 meses (BNDES CVA).

### ***Dívidas com pessoas ligadas***

As dívidas com pessoas ligadas passaram de R\$ 1.971,5 milhões em 2002 para R\$ 1.753,3 milhões em 2003, apresentando uma redução de R\$ 218,2 milhões. Esta variação é principalmente devido à atualização cambial destas obrigações em dólar, em função da valorização do Real, ocorrida em 2003, de 18,2%.

### ***Provisão para Contingências***

As provisões para contingências aumentaram R\$ 18,8 milhões, passando de R\$ 65,7 milhões em 2002, para 84,5 milhões, em 2003. Estas provisões são constituídas para cobrir eventuais processos cíveis, trabalhistas e fiscais.

Como contingência fiscal, a Elektro provisiona os montantes de PIS/COFINS devidos sobre receitas financeiras, pois questiona judicialmente a constitucionalidade da lei que ampliou a base de cálculo destes tributos.

### ***Passivo a Descoberto***

Como determina o Conselho Federal de Contabilidade, através da Resolução CFC nº 847/99, o patrimônio líquido negativo deve ser apresentado no ativo como passivo a descoberto.

O patrimônio líquido tornou-se negativo em 2002, como consequência de prejuízos acumulados da ordem de R\$ 1.275,1 milhões, o que superou seu capital social de R\$ 983,5 milhões. Entretanto, como este resultado era basicamente reflexo dos efeitos da variação cambial sobre os empréstimos com partes relacionadas, denominados em dólar, constituindo obrigações de longo prazo, não existiu qualquer consequência à liquidez da Elektro, que, em função do resultado de 2003, reverteu este quadro.

## Principais Alterações nas Contas de Resultado

Demonstrações do Resultado	Em R\$ mil				Variação	
	2003	% da Receita Total	2002	% da Receita Total	R\$ mil	%
<b>Receitas operacionais</b>	<b>2.445.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.991.291</b>	<b>100,0%</b>	<b>454.071</b>	<b>22,8%</b>
Cientes finais - fornecimento de energia	2.244.183	91,8%	1.878.368	94,3%	365.815	19,5%
Suprimento de Energia	7.898	0,3%	49.183	2,5%	(41.285)	-83,9%
Receita reposicionamento tarifário	58.687	2,4%	-	-	58.687	-
Energia Livre	22.384	0,9%	(6.958)	-0,3%	29.342	-421,7%
Recuperação das perdas de receita do racionamento	-	0,0%	9.569	0,5%	(9.569)	-100,0%
Encargos de capacidade emergencial	64.114	2,6%	39.071	2,0%	25.043	64,1%
Receita uso do sistema	29.948	1,2%	9.042	0,5%	20.906	231,2%
Outras receitas	18.148	0,7%	13.016	0,7%	5.132	39,4%
<b>Deduções às receitas operacionais</b>	<b>(679.561)</b>	<b>-27,8%</b>	<b>(546.414)</b>	<b>-27,4%</b>	<b>(133.147)</b>	<b>-24,4%</b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(21.782)	-0,9%	(19.817)	-1,0%	(1.965)	-9,9%
Quota para a conta consumo combustível - CCC e CDE	(97.684)	-4,0%	(81.549)	-4,1%	(16.135)	-19,8%
Repasse de encargos de capacidade emergencial	(60.601)	-2,5%	(37.191)	-1,9%	(23.410)	-62,9%
ICMS s/ fornecimento	(408.833)	-16,7%	(334.991)	-16,8%	(73.842)	-22,0%
COFINS	(73.390)	-3,0%	(59.742)	-3,0%	(13.648)	-22,8%
PIS	(17.047)	-0,7%	(13.053)	-0,7%	(3.994)	-30,6%
ISS	(224)	0,0%	(71)	0,0%	(153)	-215,5%
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.765.801</b>	<b>72,2%</b>	<b>1.444.877</b>	<b>72,6%</b>	<b>320.924</b>	<b>22,2%</b>
<b>Custo dos Serviços Prestados a Terceiros</b>						
<i>Custo do Serviço de Energia Elétrica</i>	<b>(1.084.834)</b>	<b>-44,4%</b>	<b>(945.838)</b>	<b>-47,5%</b>	<b>(138.996)</b>	<b>-14,7%</b>
Energia comprada para revenda	(1.067.687)	-43,7%	(952.542)	-47,8%	(115.145)	-12,1%
Energia Livre	(17.147)	-0,7%	6.704	0,3%	(23.851)	-355,8%
<i>Custo da Operação</i>	<b>(292.364)</b>	<b>-12,0%</b>	<b>(254.703)</b>	<b>-12,8%</b>	<b>(37.661)</b>	<b>-14,8%</b>
Pessoal	(94.944)	-3,9%	(75.303)	-3,8%	(19.641)	-26,1%
Materiais	(15.648)	-0,6%	(12.656)	-0,6%	(2.992)	-23,6%
Serviços de terceiros	(42.467)	-1,7%	(32.663)	-1,6%	(9.804)	-30,0%
Depreciação e outras amortizações	(101.165)	-4,1%	(95.606)	-4,8%	(5.559)	-5,8%
Outros	(38.140)	-1,6%	(38.476)	-1,9%	336	0,9%
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(138.329)</b>	<b>-5,7%</b>	<b>(106.993)</b>	<b>-5,4%</b>	<b>(31.336)</b>	<b>-29,3%</b>
Despesas com vendas	(10.947)	-0,4%	(11.115)	-0,6%	168	1,5%
Despesas gerais administrativas	(47.741)	-2,0%	(33.968)	-1,7%	(13.773)	-40,5%
Amortização do ágio	(36.315)	-1,5%	(25.294)	-1,3%	(11.021)	-43,6%
Outras Despesas Operacionais	(43.326)	-1,8%	(36.615)	-1,8%	(6.711)	-18,3%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>250.274</b>	<b>10,2%</b>	<b>137.343</b>	<b>6,9%</b>	<b>112.931</b>	<b>82,2%</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>(5.358)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>1.898</b>	<b>0,1%</b>	<b>(7.256)</b>	<b>-382,3%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>151.626</b>	<b>6,2%</b>	<b>(894.145)</b>	<b>-44,9%</b>	<b>1.045.771</b>	<b>117,0%</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>396.542</b>	<b>16,2%</b>	<b>(754.904)</b>	<b>-37,9%</b>	<b>1.151.446</b>	<b>152,5%</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>(6.688)</b>	<b>-0,3%</b>	<b>(10.211)</b>	<b>-0,5%</b>	<b>3.523</b>	<b>34,5%</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) antes da CS e IR</b>	<b>389.854</b>	<b>15,9%</b>	<b>(765.115)</b>	<b>-38,4%</b>	<b>1.154.969</b>	<b>151,0%</b>
Imposto de renda	(24.553)	-1,0%	-	-	(24.553)	-
Contribuição social	(8.019)	-0,3%	-	-	(8.019)	-
Imposto de renda diferido	-	-	(132.457)	-6,7%	132.457	100,0%
Contribuição social diferida	-	-	(42.206)	-2,1%	42.206	100,0%
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</b>	<b>357.282</b>	<b>14,6%</b>	<b>(939.778)</b>	<b>-47,2%</b>	<b>1.297.060</b>	<b>138,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>387.754</b>	<b>15,9%</b>	<b>258.244</b>	<b>13,0%</b>	<b>129.510</b>	<b>50,2%</b>

## **Receita Operacional**

Em 2003, a Elektro atingiu uma receita operacional bruta de R\$ 2.445,4 milhões, 22,8% acima do valor registrado em 2002 (R\$ 1.991,3 milhões). Do aumento de R\$ 454,1 milhões nas receitas operacionais brutas, R\$ 365,8 milhões equivalem ao fornecimento de energia elétrica, R\$ 29,3 milhões referem-se à energia livre, cujo principal foi aumentado em R\$ 13,4 milhões em dezembro de 2003 (de acordo com retificação da Resolução Normativa nº 1 da ANEEL, de 12 de janeiro de 2004) e R\$ 58,7 milhões referem-se ao reconhecimento da receita do Reposicionamento Tarifário, pro-rata dia, oriunda do diferimento de 7,68% do total de 27,93%, concedidos pela ANEEL à Elektro em 27 de agosto de 2003, na Revisão Tarifária Periódica.

**Fornecimento de Energia.** A Elektro forneceu 10.504 GWh de energia a seus Clientes Finais em 2003, contra 10.550 GWh em 2002, mantendo, portanto, o mesmo patamar.

As vendas de energia a Clientes Finais registraram, nos dois primeiros meses de 2003, um crescimento de 9,4% em relação a igual período de 2002, quando as vendas de energia ainda refletiam os efeitos causados pelo Programa de Racionamento de Energia Elétrica. A comparação dos meses de março a dezembro de 2003 com o mesmo período de 2002 apresenta redução de 2,2% nas vendas de energia a Clientes Finais, influenciada, principalmente, pelo desempenho da classe industrial.

A redução de 5,3% nas vendas para a classe industrial registrada, no encerramento de 2003, em relação ao ano anterior, deveu-se, principalmente, à saída de Clientes Livres da Elektro. O baixo ritmo da atividade econômica e o excesso de oferta de energia possibilitaram oportunidades para estes clientes comprarem energia a custos mais baixos.

Parte substancial dos Clientes Livres que deixaram a Elektro apresentava margem operacional negativa. A saída destes Clientes Livres, embora tenha representado um decréscimo nas vendas da Elektro, impactou positivamente a sua margem.

Adicionalmente, a Elektro recebe dos Clientes Livres, que saíram de sua base de consumidores, tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica. Esta receita acumulou o montante de R\$ 29,9 milhões em 2003, comparada com R\$ 9,0 milhões registrados no ano anterior. As tarifas de uso do sistema de distribuição são definidas pela ANEEL.

As vendas para a classe residencial apresentaram aumento de 4,9% em 2003 em relação a 2002, resultado do crescimento de 1,8% no consumo por domicílio e da ligação de 45,9 mil novos clientes residenciais ao longo de 2003.

As demais classes de consumo da Elektro apresentaram, em conjunto, um crescimento de 3,0% em 2003, em relação ao ano anterior, influenciado, principalmente, pelas classes poder público, comercial e rural.

A receita com a venda de energia a Clientes Finais atingiu R\$ 2,2 bilhões no acumulado de 2003, 19,5% superior ao valor de R\$ 1,9 bilhões registrado no ano anterior. Este resultado é principalmente reflexo dos reajustes tarifários anuais de: (i) 14,21%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2002; e (ii) 20,25%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003.



***Suprimento de energia elétrica para revenda:*** A receita de suprimento de energia elétrica atingiu R\$ 7,9 milhões em 2003, apresentando uma redução de 83,9%, em relação a R\$ 49.183 mil, em 2002. Esta sensível redução deveu-se aos efeitos do final do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, dentre os quais R\$ 28,6 milhões contabilizados em 2002, referentes a recompras das sobras líquidas de energia dos Contratos Iniciais de suprimento de energia (como parte das deliberações do Acordo Geral do Setor Elétrico), não verificadas em 2003.

***Outras receitas operacionais:*** As outras receitas operacionais aumentaram 118%, passando de R\$ 22,1 milhões em 2002, para R\$ 48,1 milhões em 2003. Esse aumento é devido ao crescimento das receitas de uso da rede de distribuição, que atingiram R\$ 29,9 milhões em 2003, comparando com R\$ 9,0 milhões em 2002 (representando um aumento de 231,2%). Esta variação positiva é explicada pela saída de Clientes Livres do segmento industrial.

### **Deduções da Receita Operacional**

As deduções da receita operacional cresceram 24,4%, atingindo R\$ 679,5 milhões em 2003, contra R\$ 546,4 milhões em 2002. No período de 2003, as deduções da receita operacional representaram 27,8% da receita bruta, contra 27,4% no período de 2002. A variação entre os períodos, de R\$ 133,1 milhões, foi impactada principalmente pelo ICMS (que aumentou R\$ 73,8 milhões), sendo explicada pelo reflexo do mix de consumo entre as classes residenciais e industriais, que apresentam a alíquota do imposto diferenciada, sendo de 0 à 25% para a classe residencial e 18% para a classe industrial.

Adicionalmente, as deduções também aumentaram pela criação da quota para a conta de desenvolvimento energético, através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, com vigência a partir de janeiro de 2003: aumento de R\$ 19,4 milhões nas deduções à receita em comparação a 2002.

### **Receita Operacional Líquida**

Em 2003, as receitas operacionais líquidas da Elektro foram de R\$ 1.765,8 milhões, 22,2% superior às registradas em 2002 (R\$ 1.444,9 milhões). Tal variação foi motivada pelo crescimento da receita operacional bruta, conforme mencionado acima.

### **Custos do Serviço de Energia Elétrica**

Os custos do serviço de energia elétrica aumentaram 14,7%, passando de R\$ 945,8 milhões em 2002, para R\$ 1.084,8 milhões em 2003. Essa variação ocorreu devido a aumentos verificados: (i) no custo de energia comprada para revenda, em R\$ 65,1 milhões; (ii) encargos de uso da rede, no valor de R\$ 50,0 milhões; e (iii) efeito do repasse da energia livre, em R\$ 23,8 milhões.

No caso da energia comprada para revenda, ocorreu um aumento de 8,3%, de R\$ 784,8 milhões em 2002 para R\$ 849,9 milhões em 2003, devido ao aumento do custo médio da energia comprada, que compensou o efeito da redução de volume de 25% para os Contratos Iniciais em 2003, em função da saída dos Clientes Livres do segmento industrial da base cativa da Elektro.

A variação verificada no custo médio de energia pode ser explicada principalmente pelos aumentos nos preços resultantes dos reajustes contratuais e da modificação na composição do preço médio, pela introdução de novos contratos.

Os custos com encargos de uso da rede foram, em 2003, de R\$ 217,8 milhões, comparados a R\$ 167,8 milhões em 2002, equivalentes a um aumento de 29,8% face ao ano anterior, devido principalmente a reajustes nas tarifas pagas pelas distribuidoras de energia.

## **Custos da Operação**

Os custos da operação aumentaram 14,8%, passando de R\$ 254,7 milhões em 2002, para R\$ 292,4 milhões em 2003, em virtude de: (i) aumento de custos de pessoal, que cresceram R\$ 19,6 milhões de 2002 para 2003, devido aos reajustes salariais negociados via Acordo Coletivo de 14,74%, acréscimo no número de colaboradores e aumento das indenizações referentes ao Programa de Saída Incentivada, (ii) incremento de R\$ 12,8 milhões em materiais (aumento de preços de combustíveis e materiais de sistemas elétricos) e serviços de terceiros (principalmente em função dos reajustes contratuais), e (iii) R\$ 5,6 milhões referentes à depreciação.

## **Despesas Operacionais**

As despesas operacionais cresceram 29,3%, passando de R\$ 107,0 milhões em 2002, para R\$ 138,3 milhões em 2003, em decorrência de: (i) incremento de R\$ 13,8 milhões nas despesas gerais administrativas, em função de reajustes salariais, contratuais e de preços; (ii) alteração da curva de amortização do ágio, conforme o Ofício 2182/2003 da ANEEL (de 2,04% em 2002 para 2,57% em 2003), que provocou um aumento de R\$ 11,0 milhões, e (iii) aumento de R\$ 6,7 milhões em outras despesas operacionais, principalmente em função do início da amortização dos custos com a implementação das ações necessárias à execução do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, no montante R\$ 3,3 milhões, a partir de 27 de agosto de 2003.

## **EBITDA**

O EBITDA cresceu 50,2%, atingindo R\$ 387,7 milhões no período de 2003 contra R\$ 258,2 milhões no período de 2002. Este resultado deve-se às variações acima descritas, das quais destacam-se: o efeito do reajuste de 20,25% nas tarifas da Elektro em agosto de 2003, impactando positivamente a receita de vendas para consumidores finais, parcialmente compensado pelo aumento do ICMS, como decorrência do mix de consumo entre as classes residencial e industrial, que têm alíquotas diferentes; aumento de custos de pessoal, devido aos reajustes salariais negociados via Acordo Coletivo na ordem de 14,74%; e aumento nos preços de energia comprada para revenda, resultante dos reajustes contratuais e da modificação na composição do preço médio pela introdução de novos contratos.

## **Resultado do Serviço**

O resultado do serviço cresceu 82,2%, atingindo R\$ 250,2 milhões em 2003, contra R\$ 137,3 milhões em 2002, resultado das variações acima descritas.

## **Resultado de Participações Societárias**

Em 2003, verificamos uma variação negativa de 382,3% no resultado de participações societárias, que totalizou uma despesa de R\$ 5,4 milhões, contra R\$ 1,9 milhão em 2002. Esta variação negativa de R\$ 4,4 milhões é resultado do efeito da equivalência patrimonial da TIL na Elektro.

## **Resultado Financeiro Líquido (Despesas)**

O resultado financeiro líquido totalizou uma receita financeira de R\$ 151,6 milhões em 2003, comparado a uma despesa financeira de R\$ 894,1 milhões em 2002, representando uma variação percentual de 117%.

Esta variação pode ser explicada pelo comportamento da taxa de câmbio principalmente sobre os empréstimos em moeda estrangeira: em 2002, o Real apresentou desvalorização de 52,3%, enquanto, em 2003, houve uma valorização de 18,2% em relação ao dólar. O efeito da valorização do Real de 2003 resultou em um ganho de variação cambial de R\$ 316,5 milhões, contra uma perda de variação cambial de R\$ 677,9 registrada em 2002.

Adicionalmente, a Elektro reconheceu o valor de R\$ 29,7 milhões referente ao desconto sobre o valor dos juros de 2003, da nota de US\$ 213 milhões com a ETB, decorrentes do processo de reestruturação desta dívida.

Por fim, a receita de variação monetária líquida sobre os ativos regulatórios em 2003 foi R\$ 19,0 milhões maior que em 2002, em função da correção destes ativos, que têm como base a taxa Selic de 23,6% em 2003, contra 19,2% em 2002, e acréscimo de valor dos ativos regulatórios.

### **Resultado Não Operacional**

Em 2003, o resultado não operacional variou positivamente em 34,5%, em relação ao exercício de 2002, apresentando os seguintes resultados, respectivamente: R\$ 6,7 milhões e R\$ 10,2 milhões de despesas.

A variação positiva deveu-se, basicamente, ao ganho na alienação de imóveis, no montante de R\$ 1,9 milhão em 2003, contra R\$ 1,0 milhão em 2002, e às perdas na desativação e alienação de bens, que totalizaram despesas no montante de R\$ 9,6 milhões em 2003, e R\$ 11,3 milhões em 2002.

### **Imposto de Renda e Contribuição Social**

Em Janeiro de 2003, a Elektro alterou o regime de tributação das variações cambiais de competência para o regime de caixa.

Para o exercício de 2003, as despesas de imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 32,5 milhões.

Em 2002, a Elektro procedeu à reversão dos créditos fiscais diferidos, no montante de R\$ 174,7 milhões, em conformidade com as disposições contidas na Instrução CVM nº 371 de 27 de junho de 2002.

### **Lucro Líquido (Prejuízo)**

O lucro líquido em 2003, no montante de R\$ 357,2 milhões, é resultado, principalmente, do efeito da variação cambial sobre as dívidas denominadas em dólares (R\$ 316,5 milhões) e do efeito do resultado dos serviços, conforme analisado acima.

### **Eventos Relevantes ocorridos no período compreendido entre 30 de junho de 2005 e a data deste Prospecto**

Os eventos relevantes ocorridos com relação à Elektro, no período compreendido entre 30 de junho de 2005 e a data deste Prospecto, foram os seguintes:

- (i) a capitalização da Companhia, no valor de cerca de R\$ 1.111,3 milhões, conforme descrita na seção “O Processo de Reestruturação Financeira” deste Prospecto;

- (ii) o processo de desverticalização das operações de geração e distribuição da Companhia, conforme descrito na seção “O Setor Elétrico Brasileiro – Novo Modelo do Setor Elétrico - Desverticalização” deste Prospecto;
- (iii) a celebração do Empréstimo-Ponte, conforme descrito na seção “Termos e Condições da Oferta – Relações com os Coordenadores” deste Prospecto; e
- (iv) contratação de operação de BNDES-FINEM - Financiamento de Empreendimentos, com o Banco Votorantim S.A., conforme instrumento contratual celebrado em 19 de agosto de 2005, no valor de R\$ 100.469.900,00. A 1ª liberação de recursos ocorreu no dia 02 de setembro de 2005, no montante de R\$ 60 milhões. A operação tem início em 30 de agosto de 2005 e término em 15 de junho de 2010, com uma taxa de juros equivalente à TJLP + 6% ao ano, tendo como garantia a vinculação de receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica da Emissora, para cobrir as parcelas do financiamento.

## **INFORMAÇÕES RELATIVAS À ELEKTRO**

### **O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **Histórico**

A produção de eletricidade no Brasil começou em 1883, quando o primeiro serviço de iluminação elétrica na América Latina teve início. A geração térmica prevaleceu até 1901, quando um grupo canadense começou a operar a primeira hidrelétrica no Rio Tietê, no Estado de São Paulo. Durante vários anos, o papel do Governo Federal não era significativo e os investimentos no setor elétrico eram feitos basicamente por empresas de capital estrangeiro.

A maior participação do Governo Federal nos investimentos no setor elétrico teve início em 1948 com a constituição da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco-CHESF e o começo da construção da usina de Paulo Afonso, no Estado da Bahia. Em 1957, Furnas Centrais Elétricas S.A. foi criada visando gerar energia para a Região Sudeste do Brasil. Com a necessidade crescente de se modernizar e melhorar o setor elétrico brasileiro da época, em 1961 o Congresso Nacional aprovou a criação da ELETROBRÁS.

A partir de então, nos anos seguintes, o País ampliou o sistema elétrico baseado no modelo de participação direta do Estado e calcado nos potenciais hidrelétricos. Do ponto de vista técnico, o modelo estatal era eficiente. Entretanto, do ponto de vista econômico, o setor passou a se tornar inviável a partir de 1980, em razão das políticas de contenção tarifária e de antecipação de grandes investimentos, bem como das ingerências políticas na gestão de concessionárias de serviço público de energia elétrica.

Em virtude de tais políticas, a crise do setor foi se ampliando até que, em 1993, o Governo Federal assumiu dívidas das concessionárias no montante de US\$ 26 bilhões, salvando o setor da insolvência, e concedeu aumento real tarifário de 70%. Em 1995, o setor elétrico voltou a apresentar crise, com novo ciclo de inadimplência das concessionárias, riscos elevados de déficit de energia e restrições crescentes nos sistemas de transmissão. O crescimento da demanda em virtude dos efeitos do Plano Real também contribuía para piorar a crise no setor.

Diante deste cenário, o Governo adotou diretrizes para reestruturar o setor elétrico brasileiro. A reestruturação iniciou-se com a promulgação da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, (a Lei de Concessões), e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (Lei de Concessões do Setor Elétrico), as quais (i) estabelecem a necessidade de procedimento licitatório prévio para outorga de concessão; (ii) criam a figura de produtores independentes de energia e (iii) criam os Consumidores Livres, entre outras disposições. Em seguida, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 6, de 15 de agosto de 1995, que permitiu que os potenciais de energia hidráulica fossem explorados por brasileiros ou por empresas brasileiras e que tenham sede e administração no País. Anteriormente, tais potenciais só podiam ser explorados por empresa brasileira de capital nacional ou por brasileiros. Este arcabouço legal estabeleceu as condições para a criação do Programa Nacional de Desestatização (PND), com base na maior participação de capitais privados, permitindo o início da privatização do setor elétrico por meio das concessões, autorizações e permissões.

Dando continuidade ao processo de reestruturação do setor, o Governo Federal contratou, em agosto de 1996, um grupo de consultores que, juntamente com técnicos do setor, deveria propor um novo modelo, projeto que ficou conhecido como Projeto RESEB ou Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Ainda em 1996, por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996,

foi instituída a ANEEL, com a finalidade de regular e fiscalizar o setor elétrico, em substituição ao DNAEE. A mudança mais significativa foi em relação ao *status* de independência que a nova agência possuiria em relação ao Poder Executivo, já que, através da Taxa de Fiscalização receberia recursos dos agentes do setor para o custeio de suas despesas. Além disso, possuiria em seus quadros diretores com mandato fixo e não demissíveis sem justa motivação. O Novo Modelo do Elétrico (vide item específico abaixo sobre o tema), vigente desde 2004, devolveu ao MME vários poderes anteriormente de competência da ANEEL.

Posteriormente, no âmbito desta reestruturação, e com a promulgação da Lei do Setor Elétrico, ficou estabelecido, entre outros, que (i) as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização seriam separadas; (ii) a compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do MAE e (iii) que as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo ONS.

Apesar de o mercado energético ter se aberto à iniciativa privada, para que investimentos complementares viessem a assegurar o atendimento de uma demanda em constante crescimento, a falta da implementação completa do modelo competitivo almejado, os desequilíbrios provocados por sucessivas crises internacionais (russa, mexicana, asiática e argentina), principalmente, a crise cambial de 1999, e, finalmente, as baixas afluências em 2001 (partindo já de uma situação de baixíssimos níveis de armazenamento), resultaram no Programa de Racionamento de Energia Elétrica, que vigorou entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002. Para administrar esse período de racionamento, foi criada a GCE, à qual foram atribuídos poderes extraordinários, inclusive o de tomar decisões imediatas, em caráter de última instância, sobre temas cuja competência pertencia ao Poder Executivo, para que tivesse a agilidade necessária para enfrentar a urgência do problema de suprimento de energia elétrica. Durante esse período, foi estabelecida sobretaxa punindo consumidores que consumissem acima de determinada meta, e bonificando aqueles que consumissem abaixo da referida meta. Tais bônus eram pagos com os valores arrecadados com a sobretaxa, o que não se mostrou suficiente. Em 17 de outubro de 2001, o governo federal determinou que as distribuidoras fossem reembolsadas pelas despesas associadas aos pagamentos de bônus a consumidores e outras despesas relacionadas, que tenham excedido as sobretaxas cobradas, de acordo com procedimentos estabelecidos pela ANEEL.

Em dezembro de 2001, a GCE, as distribuidoras e as geradoras de energia elétrica concluíram negociações que resultaram no Acordo Geral do Setor Elétrico, o qual visava solucionar problemas decorrentes do racionamento, prevendo a compensação de perdas e restauração do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

A Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, que reflete as condições gerais estabelecidas nas negociações setoriais, foi aprovada pelo Congresso Nacional, sancionada pelo Presidente da República e convertida na Lei nº 10.438, em 26 de abril de 2002, que estabeleceu, entre outros assuntos: (a) a recomposição tarifária extraordinária das empresas distribuidoras, visando o equilíbrio econômico-financeiro de seu contrato de concessão; (b) o rateio pelos Consumidores Finais de energia elétrica dos custos de contratação de capacidade (KW) e aquisição de energia elétrica (KWh) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE); (c) o repasse de custos com a compra de energia livre; (d) a criação do PROINFA, com custos rateados entre todos os consumidores; (e) a implantação da CDE, que objetiva dar competitividade às energias alternativas e universalizar o serviço de energia elétrica; (f) a implantação dos Leilões de Energia de Serviço Público; e (g) a prorrogação da vigência da CCC e RGR.

Em 4 de junho de 2002, o Presidente Fernando Henrique Cardoso extinguiu a GCE. Em seu lugar, foi criada a Câmara de Gestão do Setor Energético - CGSE, com o objetivo de gerir a chamada revitalização do setor elétrico. O novo órgão, presidido pelo ministro de Minas e Energia, é vinculado ao CNPE.

Em 21 de outubro de 2003, foi aprovada a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, que tratava da 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 - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A).

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para corrigir as deficiências do modelo anterior tendo como principais objetivos a criação de um marco regulatório estável, a garantia da segurança do suprimento de energia elétrica aos consumidores e a promoção da modicidade tarifária. Para mais detalhes do Novo Modelo, favor ver item específico abaixo.

### **Principais Agentes do Setor de Energia Elétrica**

#### ***MME – Ministério de Minas e Energia***

O MME é o principal órgão executivo do Governo Federal para o setor elétrico, atuando como Poder Concedente para determinadas matérias, em nome e por conta da União, e detém poderes para estabelecer políticas públicas, regulamentar e fiscalizar o setor. Desde a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por meio do MME, o MME assumiu certas atribuições anteriormente de competência da ANEEL, como a elaboração de diretrizes para a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos de energia elétrica e uso de bens públicos.

#### ***ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica***

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, como autarquia especial vinculada ao MME, em substituição ao DNAEE, para regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no País, de acordo com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

A ANEEL tem as seguintes atribuições, dentre outras: (i) regulamentar e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal; (ii) homologar reajustes e realizar a revisão das tarifas; (iii) aplicar as penalidades previstas na regulamentação e no contrato de concessão; (iv) estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação; (v) zelar pela boa qualidade dos serviços concedidos e receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários; (vi) intervir no serviço, nos casos previstos em lei; (vii) incentivar a competitividade; (viii) promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo poder concedente, licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (ix) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e auto-produtores, bem como entre esses agentes e seus consumidores; e (x) fixar os critérios para cálculo do preço de transporte a ser pago por Consumidores Livres e seus fornecedores pelo acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionários e permissionários de serviço público, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos.

### ***CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (sucessora do MAE - Mercado Atacadista de Energia)***

A CCEE foi criada por força da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que extinguiu o MAE, determinando que suas atividades e ativos fossem absorvidos pela CCEE em 16 de novembro de 2004. 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 por meio de fonte solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

A CCEE será responsável, dentre outras atribuições, (a) pelo registro de todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre - 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 de curto prazo serão realizadas com base no PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) 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.

### ***ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico***

Criado pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 5.081 de 14 de maio de 2004, o ONS é uma pessoa jurídica de direito privado constituída sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, no qual participam agentes de geração, distribuição e transmissão, que tem como atribuições: (i) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, visando a otimização dos sistemas interligados; (ii) a supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos; (iii) a supervisão e controle da operação dos sistemas elétricos nacionais interligados e das interligações internacionais; (iv) a contratação e a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso; e (v) a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados, as quais estão sujeitas à aprovação da ANEEL.



### ***EPE - Empresa de Pesquisa Energética***

Criada como empresa pública federal no âmbito do Novo Modelo, pela Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004. A EPE é responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o setor energético brasileiro, incluindo indústrias de (a) energia elétrica; (b) petróleo e gás natural; (c) carvão mineral; e (d) fontes energéticas renováveis. Suas pesquisas servirão como base para o planejamento e implementações de ações por parte do MME.

### ***CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico***

Criada no âmbito do Novo Modelo do Setor Elétrico com o intuito de: (a) acompanhar as atividades do setor; (b) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado; e (c) elaborar propostas de ações visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento de energia no país.

### **Encargos Regulatórios**

#### ***Tarifas de Transmissão - TUSD e TUST***

A TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição é paga por geradoras, Consumidores Livres e Clientes Cativos do “Grupo A” pelo uso do sistema de distribuição da concessionária a qual estão conectados. 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.

A TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica. Os valores são revistos anualmente de acordo com a inflação e as receitas anuais permitidas para as transmissoras.

#### ***RGR - Reserva Global de Reversão***

No caso de extinção de uma concessão, as concessionárias de serviços públicos de eletricidade são indenizadas pelos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Em 1971, o Congresso Nacional criou a RGR, destinada a prover os recursos necessários para as indenizações acima mencionadas. O Decreto nº 1.771/96 determinou que concessionárias e permissionárias de serviços públicos de eletricidade contribuíssem, mensalmente, com uma cota anual equivalente a 2,5% de seus ativos em operação, observado o limite de 3% de seu faturamento anual. 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 Lei nº 9.648/98 estabelecia que a RGR se extinguiria em 2002. No entanto, a Lei nº 10.438 alterou sua redação, prorrogando sua cobrança até 2010.

#### ***CCC - Conta de Consumo de Combustível***

As empresas de distribuição contribuem, juntamente com os agentes definidos na Portaria nº 2003/96 do DNAEE, para o rateio do custo de consumo de combustível, por meio da CCC.

A CCC foi criada em 1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos dos combustíveis fósseis utilizados pelas usinas de geração térmica, na eventualidade de uma escassez de água nos reservatórios das hidrelétricas, uma vez que o custo de operação das usinas produtoras de energia térmica é maior do que aquele das usinas hidrelétricas. Esses custos são rateados dentre todos os concessionários distribuidores. As contribuições anuais de cada empresa são calculadas com base nas estimativas do combustível necessário para as usinas de energia térmica no ano seguinte. A ELETROBRÁS administra a CCC e reembolsa as companhias elétricas por uma parte substancial dos custos com o combustível utilizado em suas usinas de energia térmica.

Em fevereiro de 1998, a Lei do Setor Elétrico determinou a eliminação gradual da CCC para os sistemas elétricos interligados. Esses subsídios da CCC passaram a ser reduzidos gradativamente a partir de janeiro de 2003 na proporção de 25% ao ano, para as usinas de energia térmica construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas de energia elétrica construídas após esta data não terão o direito a receber os subsídios da CCC. Contudo, a aplicação da sistemática de rateio do CCC para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados mantém-se até 2022, na forma a ser regulamentada pela ANEEL.

### ***CDE - Conta de Desenvolvimento Energético***

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou a CDE, objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional), nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional. Os recursos da CDE são provenientes, dentre outras fontes, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, de multas aplicadas pela ANEEL, e desde 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com Consumidor Final, mediante encargo tarifário, a ser incluído na TUSD e na TUST a partir de janeiro de 2003. A CDE tem previsão de duração de 25 anos.

### **Universalização**

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu em seu artigo 14º, com redação dada pela Lei nº 10.762, de 2003, e pela Lei nº 10.848 de 2004, que as concessionárias definirão metas de universalização do uso da energia elétrica, para domicílios localizados na área urbana ou rural dos municípios, por meio das quais os pedidos de ligação de consumidores deverão ser atendidos sem ônus de qualquer espécie para o solicitante, desde que as unidades consumidoras tenham características de enquadramento do “Grupo B” – atendimento em baixa tensão – e cuja carga instalada seja de até 50 KW.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 223, de 30 de abril de 2003, estabeleceu metodologia para que as concessionárias elaborem seus Planos de Universalização de Energia Elétrica.

O Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos”, destinado a garantir o acesso à energia elétrica no meio rural, estabelecendo que os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da CDE, RGR, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados e Municípios, além de outros recursos destinados ao Programa.

A Resolução ANEEL nº 223/03, estabeleceu que a Universalização na área concedida será alcançada em função do Índice de Atendimento, com base no Censo IBGE 2000. Na área de concessão da Elektro, a universalização deverá ser alcançada em 2008, sendo que cada município terá seu respectivo Programa Anual de Expansão do Atendimento, com detalhamento mais específico. A Elektro já tem os serviços de distribuição de energia elétrica universalizados em 155 municípios em 2004, outros 36 municípios também contarão com a universalização ainda em 2005. Os restantes 37 municípios serão universalizados em 2006 (27) e 2008 (10).

Com o advento do Programa “Luz para Todos”, as metas rurais serão homologadas pela ANEEL, de acordo com os projetos apresentados pelas concessionárias e aprovados pela ELETROBRÁS. Depois de aprovados, para acordar a participação financeira dos Governos Federal, Estadual e das concessionárias, bem como das metas anuais de atendimento a serem cumpridas, será celebrado um termo de compromisso entre as partes mencionadas, contando ainda com a intervenção da ANEEL e da ELETROBRÁS. Os agentes do setor elétrico nacional ofereceram contribuições ao MME, para que esse venha a fixar diretrizes para disponibilizar recursos advindos da CDE e RGR, como subsídio também para os atendimentos dos domicílios de comunidades de baixa renda, localizadas na área urbana.

## **Regras de Concentração**

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 nº 278/00. De acordo com a referida Resolução, (i) nenhuma geradora poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste; (ii) nenhuma distribuidora poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição na região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado de distribuição na região norte/nordeste; (iii) nenhuma companhia de comercialização 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 é mais permitida. 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.

## **Revisão Tarifária Periódica**

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Periódica deve ocorrer a cada quatro ou cinco anos, iniciando-se no quinto ano da concessão. No caso da Elektro, a Revisão Tarifária Periódica ocorrerá a cada quatro anos, tendo sido a primeira em 27 de agosto de 2003. Em 2003, um total de 17 distribuidoras passou por este processo, que tem a finalidade de reavaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar aos consumidores os ganhos de produtividade da concessionária.

Esta revisão difere do reajuste anual em dois aspectos: (i) trabalha com dados projetados para os próximos 12 meses; e (ii) verifica cada item dos custos gerenciáveis (Parcela B), estabelecendo critérios e limites dos custos aceitáveis.

A ANEEL define o processo de Revisão Tarifária Periódica em duas etapas: o reposicionamento tarifário e a definição do Fator X.

### *Reposicionamento Tarifário*

O Reposicionamento Tarifário é a etapa na qual o regulador determina o nível de receita requerida pela empresa para cobrir a Parcela A, que são os custos não-gerenciáveis (compra de energia e encargos) e a Parcela B, que são os custos gerenciáveis (custos operacionais, tributos e remuneração do capital).

O tratamento da Parcela A é semelhante ao adotado nos reajustes anuais. Verifica-se com base nas projeções de mercado o volume de energia requerida para que a concessionária possa atender ao mercado cativo. O custo de compra da energia requerida é determinado pelos contratos de compra realizados pela concessionária, até o limite de repasse permitido pelo regulador. Encargos legais como CCC, CDE, RGR, Taxa de Fiscalização, ONS além de custos de conexão, transporte e Rede Básica são agregados aos custos de energia.

O tratamento da Parcela B no processo de Revisão Tarifária Periódica é bem diferente do verificado nos reajustes anuais. Nos reajustes anuais, a Parcela B é ajustada pela aplicação do IGP-M verificado nos 12 meses anteriores. Na Revisão Tarifária Periódica, o regulador verifica o volume de recursos necessários para a concessionária cobrir seus custos operacionais e define o nível de remuneração e recuperação de capital permitidos.

Para a definição dos custos operacionais, a ANEEL introduziu o conceito de Empresa de Referência (“ER”). Através da ER, o regulador verifica o nível de custos eficientes para o atendimento ao mercado da concessionária, utilizando parâmetros físicos (mercado, km de rede, número de transformadores, etc.). O regulador não verifica os custos reais da concessionária, permitindo que esta aufera retornos superiores se sua administração for mais eficiente que o determinado pela ER. Entretanto, se os custos reais da concessionária forem superiores ao da ER, haverá incentivo para que a concessionária ajuste seus custos aos da ER.

Os níveis de remuneração e recuperação de capital são definidos a partir do conceito de “Base de Remuneração”. A ANEEL, por meio da Resolução nº 493/02, determinou que as concessionárias reavaliassem o ativo imobilizado em serviço a preços de reposição, que seria a Base de Remuneração. A remuneração do capital seria o resultado da Base de Remuneração líquida de depreciação e obrigações especiais multiplicada pelo custo médio ponderado de capital definido pelo regulador. A recuperação do capital seria o resultado da Base de Remuneração Bruta (antes da Depreciação Acumulada e das Obrigações Especiais) multiplicada pela taxa de depreciação média da concessionária.

A primeira Revisão Tarifária da Elektro, embora com data de vigência em 27 de agosto de 2003, somente foi efetuada em seus valores definitivos em agosto de 2004, resultando em um aumento tarifário médio de 28,69%. A ANEEL determinou a aplicação do índice correspondente ao reajuste tarifário, 20,25%, e a diferença de receita resultante foi diferida, acrescentando-se à Parcela B nos reajustes dos anos subsequentes o valor de R\$ 101,3 milhões. A Base de Remuneração da Elektro foi fixada em R\$ 1.601,7 milhões, na data da Revisão Tarifária, ficando ainda pendente para reconhecimento no próximo reajuste tarifário o valor líquido das movimentações ocorridas de março a agosto de 2003, estimando-se uma adição de R\$ 34,3 milhões.

#### *Fator X*

O Fator X é utilizado nos reajustes anuais subsequentes à Revisão Tarifária Periódica, reduzindo o índice de IGP-M aplicável sobre a Parcela B. O objetivo do regulador é reduzir o impacto dos aumentos tarifários anuais, repassando aos consumidores os ganhos de produtividade auferidos pela concessionária.

O Fator X é composto pela soma de três componentes: Xa, Xe e Xc. O componente Xa deverá capturar a diferença entre o IGP-M e o IPCA sobre a parte da Parcela B correspondente aos custos de mão-de-obra. O componente Xe, deverá capturar os ganhos de produtividade vinculados ao crescimento do mercado da concessionária e o componente Xc é definido em função do resultado da concessionária quando da realização de pesquisa de satisfação junto aos clientes da empresa. Assim, o componente Xe é definido no momento da Revisão Tarifária para aplicação nos reajustes nos anos subsequentes até a próxima Revisão Tarifária, enquanto os componentes Xa e Xc são estabelecidos a cada reajuste.

O componente Xe definido na Revisão Tarifária de 2003 para a Elektro foi de 1,32%, enquanto os componentes Xa e Xc foram fixados em 1,795% e 0,262%, respectivamente, para aplicação no reajuste de 2004, resultando em um Fator X de 3,5307%.

## **Novo Modelo do Setor Elétrico**

Em 11 de dezembro de 2003, foi divulgado pelo Governo Federal o Relatório “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, contendo as linhas gerais do modelo a ser implementado. Na mesma data, o Governo Federal editou as Medidas Provisórias nº 144 e nº 145, com os comandos legais para a sua implantação.

Logo após a edição das referidas Medidas Provisórias, alguns partidos políticos entraram com ações perante o Supremo Tribunal Federal contestando a constitucionalidade das mesmas. Uma decisão final ainda não foi proferida, mas considerando os votos até agora proferidos pelos ministros do STF, é provável que a decisão seja favorável à sua validade e continuidade.

Assim mesmo, ambas as medidas provisórias foram aprovadas pelo Congresso Nacional, convertidas nas Leis nº 10.848 e nº 10.847, respectivamente, e sancionadas em 15 de março de 2004.

Em 30 de julho de 2004, foi publicado o Decreto nº 5.163, que contém os aspectos mais relevantes da regulamentação da Lei nº 10.848, em especial a forma de contratação de energia pelas distribuidoras, o repasse dos custos correspondentes às tarifas de fornecimento a seus consumidores e regras aplicáveis aos Consumidores Livres e Consumidores Potencialmente Livres.

Com isso, as linhas gerais do novo modelo são as seguintes:

- ✓ a CCEE administra dois ambientes de contratação de energia, um regulado (ACR) e um livre (ACL);
- ✓ as distribuidoras devem adquirir a totalidade das suas necessidades de energia no ambiente de contratação regulado, por meio de leilões de energia elétrica;
- ✓ as distribuidoras estão sujeitas a penalidades no caso de insuficiência de contratação para atender seu mercado anual;
- ✓ a EPE, criada no âmbito do Novo Modelo, passa a ser responsável pelos estudos de planejamento da expansão de geração e transmissão, sendo que o planejamento da Rede Básica terá caráter determinativo.;
- ✓ foi instituído, pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, o CMSE, que fará o acompanhamento das condições de atendimento ao mercado com um horizonte de 5 anos, e recomendará ao MME medidas para restabelecer a segurança do suprimento sempre que necessário;
- ✓ a governança do ONS foi alterada de forma que o seu presidente e 2 diretores passam a ser indicados pelo MME, e os outros 2 diretores por agentes do setor;
- ✓ as distribuidoras com carga anual superior a 500 GWh não poderão desenvolver atividades de geração, transmissão e comercialização de energia para Consumidores Livres. As distribuidoras que detêm ativos de geração e transmissão deverão ser desverticalizadas. Porém, estarão permitidos empréstimos entre afiliadas, coligadas, controladas, ou controladoras, mediante anuência prévia da ANEEL, para aplicação no serviço público de energia elétrica;
- ✓ os Consumidores Livres e comercializadores participarão do ACL – Ambiente de Contratação Livre. Os Consumidores Livres serão obrigados a contratar a totalidade das suas necessidades de energia; e
- ✓ poderão optar por se tornar Consumidores Livres aqueles com demanda igual ou superior a 3 MW, atendidos em nível de tensão igual ou maior que 69kV. O consumidor cujo contrato de fornecimento de energia elétrica não contenha cláusulas que estabeleçam tempo determinado, só poderá exercer essa opção de acordo com prazos, formas e condições fixados em

regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 meses, contado a partir da data de manifestação formal à distribuidora que o atende. O retorno para o regime de tarifa regulada, como Cliente Cativo, está condicionado à notificação à distribuidora com 5 anos de antecedência.

#### *a) Contratação de Energia pelas Distribuidoras*

As distribuidoras de energia elétrica deverão contratar a totalidade de suas necessidades de energia junto a empreendimentos de geração, quer sejam novos (Energia Nova) ou existentes (Energia Velha), via leilões regulados; e também de Itaipu, de fontes de energia alternativa enquadradas na primeira fase do PROINFA, e de geração distribuída (esta última limitada a 10% da carga).

Ocorrerão leilões independentes para Energia Nova e para Energia Velha. Como resultado desses leilões, serão estabelecidos contratos entre todas as distribuidoras e cada um dos geradores vencedores nos leilões.

Até o momento foram realizados 2 leilões no ACR (um em dezembro de 2004, e um em março de 2005), para fornecimento de Energia Velha para cobrir as necessidades das distribuidoras entre os anos de 2005 a 2009. Os contratos resultantes dos referidos leilões têm prazo de 8 anos.

Para que as distribuidoras possam gerenciar o risco de previsão de carga, todos os contratos de Energia Velha terão previsão de possibilidade de redução das quantidades contratadas (i) para compensar a saída de Consumidores Potencialmente Livres; (ii) em 4% a cada ano, para adaptarem-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, sempre por opção das distribuidoras; e (c) para adaptarem-se às variações dos montantes de energia estipulados em contratos de geração firmados até 11 de dezembro de 2003. Os prazos de vigência dos contratos de Energia Velha serão de no mínimo 5 anos, exceto para os contratos com início de suprimento de 2005 a 2007, que terão prazo de vigência de no mínimo 8 anos.

Os leilões para a contratação de Energia Nova ocorrerão com 5 anos (Leilão A-5) e 3 anos (Leilão A-3) de antecedência em relação ao início do suprimento. Para a Energia Velha serão feitos leilões no ano anterior ao início do suprimento (Leilão A-1) e, trimestralmente, no ano de suprimento (Leilões de Ajustes).

#### *b) Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais*

O repasse às tarifas será baseado em um valor único para compensar os custos de aquisição da energia. Este valor único, denominado Valor Anual de Referência – VR, é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia no Leilão A-5 e no Leilão A-3, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras. Como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos inferior a esta “média do mercado” terá um ganho. O VR é um estímulo para maximizar a contratação no Leilão A-5, cujo custo de aquisição tende a ser inferior ao da energia contratada no Leilão A-3.

Para o período até 2008, no entanto, há uma regra de transição para cálculo do VR, visto que, até esse período, não terão sido realizados os leilões cujos custos servirão de base para tal cálculo (art. 35 do Decreto nº 5.163/04),

A partir do ano base “A” (i) em relação à energia de novos empreendimentos comprada em “A-5”, aplica-se o VR nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia e, a partir do quarto ano, repassam-se os custos individuais de aquisição integralmente; (ii) em relação à energia de novos empreendimentos comprada em “A-3”, aplica-se o VR nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia e, a partir do quarto ano, repassam-se os custos individuais de aquisição integralmente, porém, tanto a aplicação do VR quanto ao repasse integral, neste caso, estão limitados ao montante correspondente a 2% da carga do distribuidor comprador verificado em “A-5”.

O VR também é usado como limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões de ajuste e na contratação de geração distribuída.

Há ainda alguns limites de repasse a serem observados:

- ✓ A distribuidora pode repassar os montantes contratados (i) nos leilões de energia nova ou velha; (ii) nos leilões de ajuste; (iii) provenientes de geração distribuída; (iv) provenientes de projetos do PROINFA ou de Itaipu Binacional, em até 103% de sua carga. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece o limite aceitável para erros nesta projeção, assegurando que os contratos sejam no mínimo iguais à carga;
- ✓ Quando verificado que a carga realizada nos últimos doze meses não estava atendida na sua totalidade por contratos de compra de energia, a distribuidora só poderá repassar o menor valor entre (i) o Preço de Liquidação de Diferenças e (ii) o VR; e
- ✓ No período de transição, de 2005 a 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes no Leilão A-1 só poderá ser repassada integralmente se não exceder a 1% da demanda. O que exceder a este limite terá o repasse do custo de aquisição reduzido.

### *c) Desverticalização*

A obrigação de separação das atividades de distribuição daquelas de geração e transmissão deve ser cumprida até 16 de setembro de 2005, havendo a possibilidade de ser prorrogado, apenas uma vez, para 16 de março de 2007. As distribuidoras que detêm geração distribuída deverão realizar contratos de compra e venda de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras pelo prazo até o final do período de concessão.

O art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, alterado pelo art. 8º da Lei nº 10.848, publicada em 16 de março de 2004, estabelece a obrigatoriedade da segregação das atividades de distribuição e de geração de energia elétrica relativas às pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas.

De acordo com as novas regras, as concessionárias distribuidoras, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, também não podem ter participação em outras sociedades, de forma direta ou indireta, ou ainda manter atividades não compatíveis com o objeto de sua concessão de distribuição de energia elétrica.

Na data deste Prospecto, a Elektro possui as concessões de duas PCHs (Emas e Lobo), além da subsidiária integral TIL. A Companhia está procedendo à segregação da atividade de geração e à desvinculação da subsidiária TIL, de forma a adaptar-se à nova legislação. O prazo legal para a conclusão do processo de desverticalização é 16 de setembro de 2005, 18 meses contados da data de publicação da referida Lei.

Foram aprovados em Reunião de Diretoria e na Reunião do Conselho de Administração, realizadas nos dias 5 e 10 de agosto de 2005, respectivamente, a criação de uma empresa de geração de energia elétrica que irá receber os ativos e passivos referentes a esta atividade, através da cisão parcial da Elektro e a dissolução da TIL. Em 10 de agosto de 2005, nos termos exigidos pela legislação aplicável e pelo contrato de concessão da Elektro, foi protocolado na ANEEL o pedido de homologação do processo de desverticalização em referência.

A Cisão Parcial tem por finalidade:

- (i) segregar os ativos de distribuição e geração que atualmente compõem o patrimônio da Elektro, de forma que os ativos de distribuição sejam mantidos na Elektro e os ativos de geração sejam vertidos para a nova empresa, conforme exigido pela legislação acima mencionada, e
- (ii) propiciar a participação dos acionistas da Elektro no capital social da nova empresa na mesma proporção acionária por eles detida na Elektro, respeitando-se, porém, a limitação legal prevista no artigo 15, parágrafo 2º da Lei de Sociedades por Ações, conforme alterada.

A operação de Cisão Parcial implicará:

- (i) em constituição de uma nova empresa;
- (ii) na versão da parcela do patrimônio líquido da Elektro relativa aos ativos de geração à nova empresa;
- (iii) na redução do capital social da Elektro, de forma a refletir a versão do patrimônio cindido; e
- (iv) na participação dos atuais acionistas da Elektro no capital social da nova empresa na mesma proporção da participação acionária de tais acionistas no capital social da Elektro, respeitado o que consta no artigo 15, parágrafo 2º da Lei 6.404/76, conforme alterada.

A Cisão Parcial deverá observar os seguintes critérios, termos e condições:

- (a) **Data da Deliberação da Cisão Parcial pela Assembléia da Elektro:** Em 16 de agosto de 2005 foi convocada Assembléia Geral Extraordinária a ser realizada no dia 31 de agosto de 2005 para deliberar quanto à cisão das operações de geração da Companhia. A deliberação quanto à cisão das operações de geração da Companhia, ocorrerá desde que até a data da realização da AGE, já tenha sido aprovado pela ANEEL.
- (b) **Balanço Base da Cisão Parcial:** O Balanço Patrimonial da Elektro levantado em 31 de julho de 2005 constitui o balanço base da Cisão Parcial, o qual foi elaborado de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, contendo todos os elementos contábeis necessários e suficientes à Cisão Parcial, o qual foi auditado pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, nos termos do art. 12 da Instrução CVM nº 319.
- (c) **Laudo de Avaliação:** Visando obter parâmetro adequado e justo para a avaliação do acervo líquido a ser cindido, referente aos ativos de geração, a ser vertida à nova empresa. A administração da Elektro contratou a empresa Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, para elaboração de um laudo de avaliação de acordo com o critério contábil.
- (d) **Redução do Capital da Elektro:** A Cisão Parcial resultará em uma redução do capital social da Elektro proporcional à parcela de seu patrimônio líquido referente aos ativos de geração a ser vertida à nova empresa, conforme valor apurado no Laudo de Avaliação. Com base no Laudo de Avaliação, o capital social da Elektro passará de R\$954.056.552,16



para R\$952.485.304,30. A Cisão Parcial e a conseqüente redução do capital social serão realizadas sem a redução proporcional do número de ações da Elektro.

- (e) **Capital Social da Nova Empresa:** Considerando que o capital social da Elektro é constituído por ações ordinárias e preferenciais, sem valor nominal, para efeitos da Cisão Parcial, os acionistas da Elektro receberão ações ordinárias e preferenciais, sem valor nominal, de emissão da nova empresa na mesma proporção de ações ordinárias e preferenciais que os acionistas hoje detêm na Elektro até o limite de que trata o Art. 15, parágrafo 2º da Lei das Sociedades por Ações, conforme alterada pela Lei nº 10.303/01.

*“§ 2º O número de ações preferenciais sem direito a voto, ou sujeitas a restrição no exercício desse direito, não pode ultrapassar 50% do total das ações emitidas.”*

Com base no Laudo de Avaliação, o capital social da nova empresa corresponderá a R\$ 1.571.247,86 e a nova empresa emitirá 229.044.878 ações ordinárias e 229.044.877 ações preferenciais, ambas sem valor nominal. Referidas ações ordinárias e preferenciais serão emitidas em contrapartida à redução do capital social da Elektro, nos termos do item (d) acima.

- (f) **Imobilizado:**

Em Serviço - está registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação é calculada conforme Resolução ANEEL nº 44 de 17 de março de 1999.

Foram alocados conforme a origem de formação dos saldos, em decorrência de estudos procedidos pela Administração para definição da estrutura de capitalização da nova empresa. Os ativos imobilizados que serão transferidos à nova empresa são aqueles referentes às usinas “Lobo” e “Emas”, exclusivamente, que em 31 de julho de 2005 apresentam o valor líquido de depreciação de R\$ 1.360.500,11.

- (g) **Ágio na incorporação da controladora Terraço**

O valor de R\$ 1.274.205.231,00, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço, incorporada pela Elektro em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado, no valor de R\$ 147.218.231,00, registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura no valor de R\$ 1.126.987.000,00, registrada originalmente no ativo diferido.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado, resultante da incorporação da controladora Terraço, é amortizado pelo prazo médio de vida útil do imobilizado.

Do valor de R\$ 147.218.231,00, referente à mais valia do ativo imobilizado registrada na Elektro, será transferido para a nova empresa o valor de R\$ 210.747,75, correspondente à parcela do ágio referente a mais valia associado aos ativos imobilizados relativos à atividade de geração, descritos no item(f) acima.

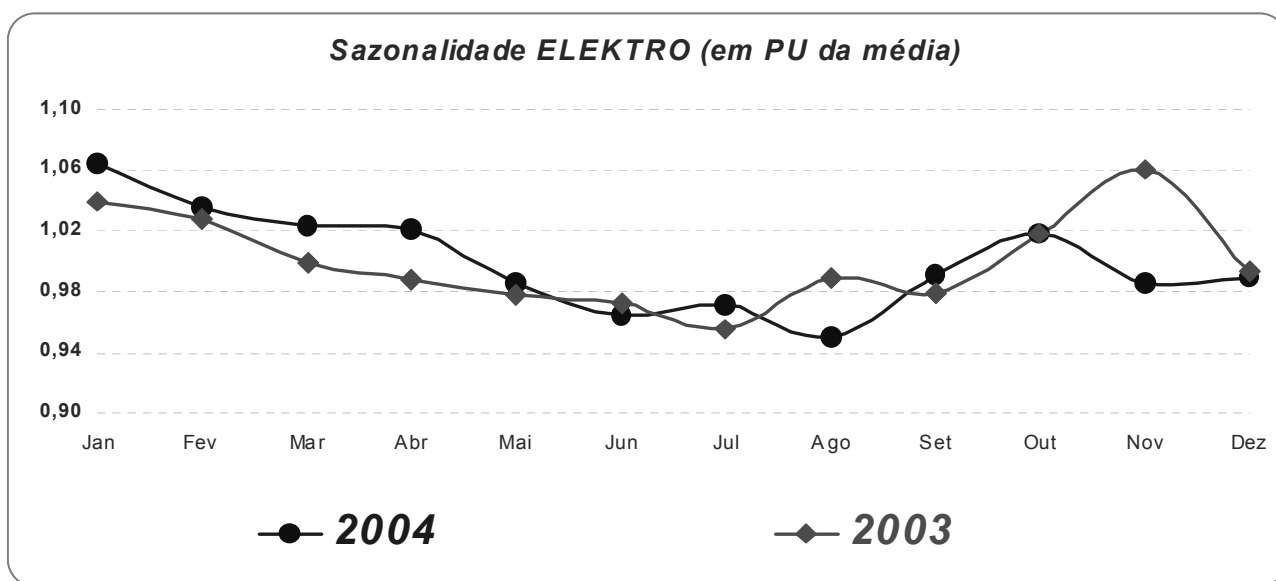
- (h) **Tratamento das Variações Patrimoniais Posteriores:** As variações patrimoniais ocorridas entre a data da avaliação do acervo líquido a ser cindido e a data da efetivação da Cisão Parcial serão reconhecidas na nova empresa.
- (i) **Direito de Retirada:** A Cisão Parcial enseja a possibilidade de exercício do direito de retirada pelos acionistas da Elektro que divergirem da deliberação, o qual poderá ser exercido pelos respectivos acionistas nos 30 dias seguintes à publicação da ata da Assembléia Geral Extraordinária da Elektro que deliberar sobre o tema, com base no Artigo 137 da Lei das Sociedades por Ações, sendo certo que os acionistas da Elektro que adquirirem ações a partir 12 de agosto de 2005, inclusive, não terão o direito de retirada mencionado neste item. O valor de reembolso para as hipóteses de recesso é o valor de patrimônio líquido das ações de emissão da Elektro (de acordo com o Artigo 45 da Lei das Sociedades Por Ações) que, conforme Balanço Base levantado em 31 de julho de 2005 corresponde a R\$3,43 por lote de mil ações.

## Sazonalidade do Setor de Energia Elétrica

A sazonalidade nas vendas de energia elétrica da Elektro pode ser dividida nos seguintes períodos:

- ✓ Período de maio a agosto: apresenta um consumo de energia elétrica com poucas oscilações entre os meses;
- ✓ Período de setembro a abril: variações na atividade econômica e nas condições climáticas são mais sensíveis e afetam as vendas de energia da Elektro, sendo que nos meses de setembro e novembro normalmente ocorrem as maiores vendas de energia elétrica da Elektro. Dentre as principais causas destas variações destacam-se:
  - (i) aumento das vendas de energia no segundo semestre devido ao crescimento sazonal da produção industrial;
  - (ii) variação nas vendas pelo início ou término do ciclo agrícola; e
  - (iii) variação da demanda na região litorânea em função de períodos de férias e estação do verão.

A dispersão geográfica das áreas atendidas pela Elektro faz com que existam amplas diversidades entre si, sejam elas demográficas, sociais e de caráter econômico. Essas características fazem com que o perfil de consumo de energia elétrica seja heterogêneo na sua área de concessão. Mostram-se a seguir, os índices sazonais do mercado da Elektro que correspondem às características descritas:



## HISTÓRICO DA COMPANHIA

### Geral

Na data deste Prospecto, a Elektro é controlada diretamente pelas empresas holdings EPC, ETB, PEIE e PEBFL, que conjuntamente detêm 99,68% do capital total e 99,97% do capital votante da Companhia. Desde 31 de agosto de 2004, estas holdings são controladas indiretamente pela Prisma Energy (ver seção “Histórico da Companhia - Reestruturação do Grupo Enron”). Abaixo segue um breve histórico explicando a evolução societária da Elektro.

A Elektro foi criada em 1998, como subsidiária integral da CESP, dentro das diretrizes estabelecidas pelo PED – Programa Estadual de Desestatização do Estado de São Paulo.

A Elektro foi constituída por meio da Assembléia Geral Extraordinária da CESP, realizada em 6 de janeiro de 1998, sendo inicialmente uma sociedade por ações de capital fechado. Posteriormente, em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 23 de janeiro de 1998, a CESP aprovou alteração estatutária da Elektro, elevando o seu capital social por meio da cessão de ativos relativos à distribuição de energia elétrica da CESP.

Em 27 de maio de 1998, em Assembléia Geral Extraordinária, foi aprovada nova alteração do Estatuto Social, e, em 1º de junho de 1998, deu-se o início das operações comerciais independentes da Elektro, com a concomitante transferência para a Elektro de todos os funcionários da CESP que atuavam na distribuição de energia.

A Elektro obteve seu registro de companhia aberta na CVM em 8 de julho de 1998.

Em 16 de julho de 1998, por meio de leilão realizado na BOVESPA, a Terraço, *holding* brasileira, na época controlada indiretamente pela Enron, adquiriu 43.681.171 lotes de mil ações ordinárias representativas de 89,98% do capital votante da Elektro (46,62% do capital total), mediante a utilização de recursos captados no exterior por sua subsidiária integral, a empresa TIL.

Nos termos do Decreto Presidencial de 20 de agosto de 1998 e por intermédio do Contrato de Concessão celebrado em 27 de agosto de 1998, a União concedeu à Elektro o direito de exploração dos serviços públicos de distribuição e de geração de energia elétrica nos municípios listados no Contrato de Concessão. Os serviços de distribuição prestados pela Elektro abrangem 223 municípios do Estado de São Paulo e 5 do Estado do Mato Grosso do Sul.

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 18 de janeiro de 1999, os acionistas da Elektro aprovaram a incorporação da Terraço, passando o controle do capital votante da Elektro a ser exercido diretamente pelos então acionistas da Terraço, na mesma proporção de suas participações na Terraço anteriormente à incorporação.

Finalmente, por meio de mais 2 leilões ocorridos na BOVESPA, em 29 de janeiro de 1999 e 18 de fevereiro de 1999, respectivamente, a Enron passou a deter indiretamente 99,46% do capital social total da Elektro por meio de suas *holdings* brasileiras.

No segundo trimestre de 1999, a parcela de dívida contraída pela TIL no exterior, no montante de R\$ 430.500 mil, que havia sido utilizada pela Terraço, sua então controladora, para aquisição das ações da Elektro ofertadas na BOVESPA no dia 16 de julho de 1998, foi assumido pelos Controladores (ver seção “Composição do Capital Social - Operações com Partes Relacionadas”). Esta parcela foi objeto de capitalização em 27 de maio de 1999, equivalente a R\$ 429.650 mil. Após esta capitalização, a Enron, por meio de suas *holdings* brasileiras, passou a deter indiretamente 99,62% do capital social total da Elektro (99,96% do capital votante).

## Reestruturação do Grupo Enron

Em 2 de dezembro de 2001, a Enron, antiga controladora indireta da Companhia, e algumas de suas afiliadas (conjuntamente com a Enron, os “Devedores”) iniciaram um processo de proteção falimentar com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América.

Em 11 de julho de 2003, a Enron e algumas de suas afiliadas, com o apoio do Comitê Oficial de Credores Quirografários (*Official Unsecured Creditors Committee*) da Enron (“Comitê de Credores”) e do examinador independente do processo (nomeado pelo juiz da Corte de Falências de Nova Iorque), submeteram à aprovação da Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque (“Corte de Falências”), um plano de reorganização da Enron em conjunto com algumas de suas afiliadas (“Plano”) com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América e o seu respectivo memorando de informações, que continha descritivo dos aspectos operacionais, comerciais, financeiros e regulatórios, dentre outros, dos ativos que integravam a Enron, e que tinha por objetivo dar uma visão geral dos negócios e condições financeiras da Enron aos seus credores.

O Plano contemplou a criação da Prisma Energy, companhia internacional de energia que atua na gestão de participações integrais ou parciais da Enron nos ativos de distribuição de energia elétrica e gás natural, gasodutos e geração de energia elétrica, todos localizados fora dos Estados Unidos da América. De acordo com o Plano, a Elektro se tornaria uma das empresas integrantes da Prisma Energy.

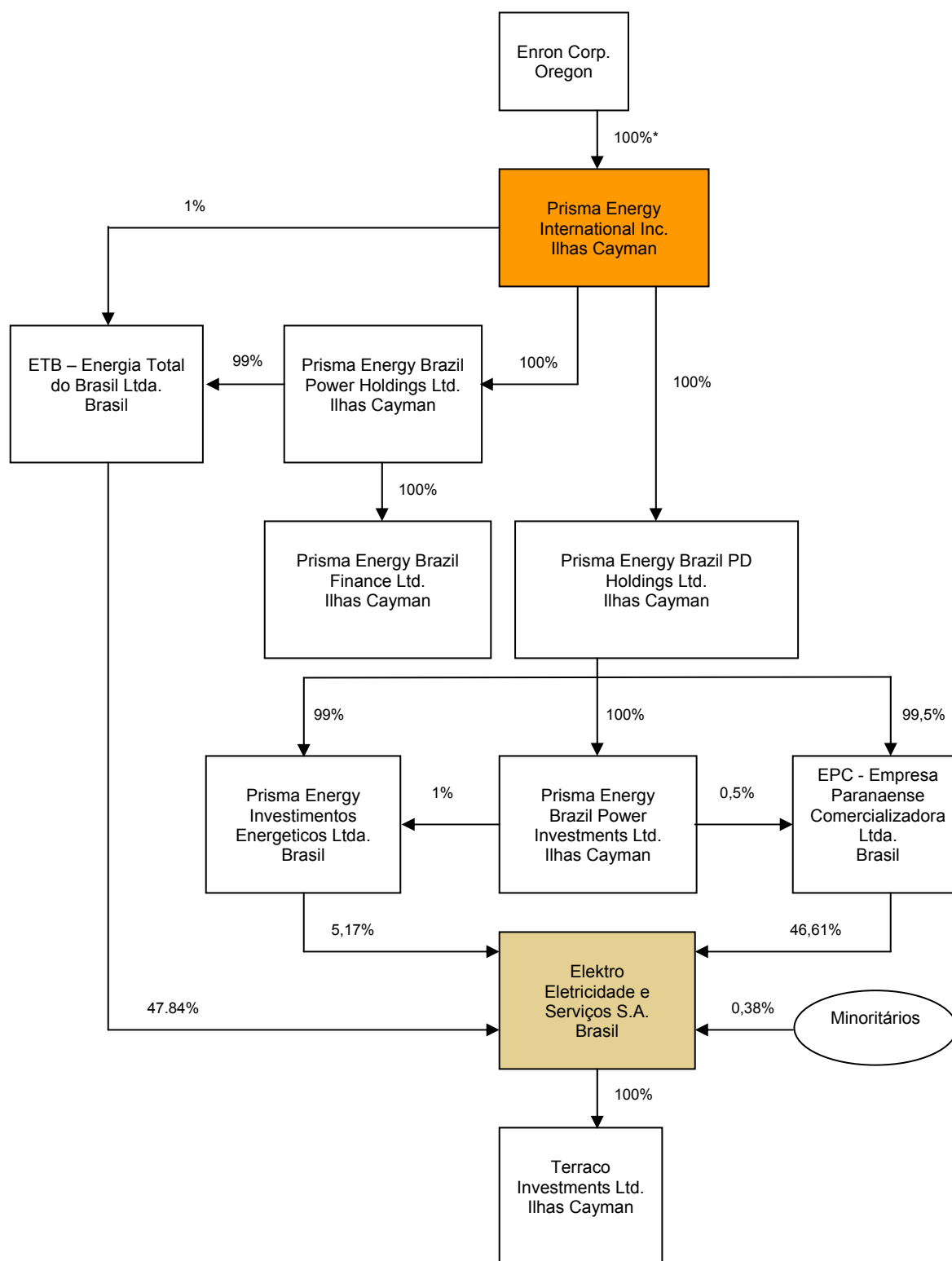
Após audiência pública realizada em 9 de janeiro de 2004, a Corte de Falências aprovou o memorando de informações, confirmando que este continha informações suficientes para permitir que um reclamante ou parte interessada no processo votasse contra ou a favor do Plano.

Após a realização de mais uma audiência pública em junho de 2004, a Corte de Falências aprovou, em 15 de julho de 2004, o Plano da Enron com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América. De acordo com o Plano então aprovado, os credores quirografários da Enron receberão pagamentos em espécie e em ações da Prisma Energy. As transferências dos ativos para a Prisma Energy só ocorreriam após a obtenção das aprovações regulatórias e de terceiros necessárias.

Tendo em vista que a Prisma Energy passaria a ser a nova controladora da Elektro por conta da implementação do Plano, a Elektro obteve as aprovações locais necessárias para a efetivação da transferência do seu controle societário indireto para a Prisma Energy: (i) em 16 de março de 2004, a ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa nº 109, (ii) em 6 de abril de 2004, a Diretoria do BNDES, banco credor da Elektro, deliberou a aprovação, em consonância com disposições aplicáveis aos seus contratos de financiamento e (iii) os bancos agentes de repasses e linhas de crédito do BNDES detidos pela Elektro também aprovaram a alteração do controle societário indireto da Elektro para a Prisma Energy.

Em 31 de agosto de 2004 e em conformidade com as disposições do Plano, foi celebrado um determinado Contrato de Contribuição e Separação de Ativos (*Contribution and Separation Agreement*) entre a Enron, Prisma Energy e outros, por meio do qual a Enron transferiu para a Prisma Energy diversos ativos e participações societárias, incluindo a sua participação acionária

indireta detida na Elektro, concretizando, assim, uma das etapas do Plano. O organograma abaixo demonstra a participação societária indireta da Prisma Energy na Elektro após 31 de agosto de 2004:



\*Participação detida direta e indiretamente.

Em 17 de novembro de 2004, certas condições foram cumpridas, as quais permitiram que o Plano entrasse em pleno vigor e efeito. O Comitê de Credores foi então extinto. A Enron saiu do estado de falência, passando a ser considerada, a partir de então, uma empresa reorganizada, de acordo com o Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América, com um conselho de administração, composto por representantes indicados pelo Comitê de Credores.

Em 30 de junho de 2005, a Prisma Energy continuava sendo uma empresa controlada pela Enron e estava sendo preparada, entre outras alternativas, para atender os requisitos necessários da comissão de valores mobiliários norte-americana (“*U.S. Securities and Exchange Commission*”) e ser listada em bolsas de valores no exterior.

### **Prisma Energy**

A Prisma Energy é uma empresa *holding* que foi constituída nas Ilhas Cayman, em 24 de junho de 2003. Com seu principal escritório localizado em Houston, Texas, a Prisma Energy atua, mundialmente, através da gestão de participações em ativos operacionais localizados nos seguintes países: Bolívia, Brasil, Colômbia, Coréia do Sul, Filipinas, Guatemala, Nicarágua, Panamá, Polônia, República Dominicana, Turquia e Venezuela.

As operações da Prisma Energy apresentavam, em 30 de junho de 2005, as seguintes características gerais:

- ✓ Cerca de 7.900 empregados;
- ✓ Operações em 12 países;
- ✓ Cerca de 90.000 Km de linhas de distribuição de energia elétrica;
- ✓ Cerca de 15.000 Km de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural;
- ✓ Cerca de 2.000 MW de capacidade de geração de energia elétrica; e
- ✓ Atender a 6,5 milhões de clientes de eletricidade, gás e gás liquefeito de petróleo.

No setor de gás natural, a Prisma Energy atende clientes por meio de extensa rede de gasodutos, sistemas de distribuição e instalações de processamento de gás, compreendendo: (i) 7 negócios de gasoduto no Brasil, na Bolívia e na Colômbia, com capacidade aproximada de transporte de 105 milhões de metros cúbicos por dia; e (ii) 4 ativos de distribuição e comercialização de gás (4,6 milhões de consumidores) localizados na Coréia de Sul, Venezuela e Colômbia, incluindo atividades de distribuição de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP).

Nos negócios de geração de energia, a Prisma Energy administra participações em 8 usinas com capacidade aproximada de 2.000 MW. Os ativos de geração de energia da Prisma Energy estão localizados no Brasil, República Dominicana, Guatemala, Nicarágua, Filipinas, Panamá, Polônia e Turquia.

Adicionalmente, a Prisma Energy atua no segmento de distribuição de energia elétrica por meio da Elektro.

A governança corporativa da Prisma Energy conta com um Conselho de Administração e um Comitê Executivo que vêm acompanhando a administração destes ativos.

Maiores detalhes sobre a Prisma Energy e a Enron podem ser acessados nos seguintes sites: [www.prismaenergy.com](http://www.prismaenergy.com) e [www.enron.com](http://www.enron.com).

## Investimentos Relevantes

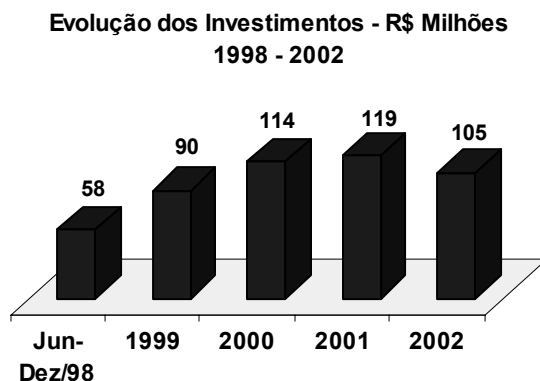
### *Investimentos Relevantes em 2002*

Ao longo de 2002, a Elektro investiu R\$ 118,3 milhões, sendo:

- R\$ 105 milhões com recursos próprios; e
- R\$ 13,3 milhões com recursos e doações de clientes.

Dentre os investimentos realizados com recursos próprios, destacam-se os seguintes programas:

- **Expansão, Melhorias e Preservação do Sistema Elétrico** (R\$ 91,3 milhões): programa destinado à ligação de novos clientes, preservação da integridade física, condições de segurança e atualizações tecnológicas: (i) R\$ 41,1 milhões em preservação do sistema elétrico, (ii) R\$ 14,5 milhões em melhorias e (iii) R\$ 26,6 milhões associados à ligação de 80,1 mil novos clientes, expansão e implantação de novas subestações e respectivas linhas de transmissão, acrescentando 12,5 MVA de potência instalada em novas Subestações (Ipeúna e São Luiz do Paraitinga) e 12,5 MVA de potência em ampliações em 2 subestações.
- **Programas Rurais** (R\$ 4,1 milhões): projetos de eletrificação de áreas rurais dentro da área de concessão da Elektro que viabilizaram o fornecimento de energia elétrica a 1.635 pequenas e médias propriedades em 2002, através do desenvolvimento dos programas: (i) “Luz da Terra”, previsto no contrato de concessão e coordenado pela Comissão de Eletrificação Rural do Estado de São Paulo, e (ii) “Luz no Campo”, coordenado pela Eletrobrás.
- **Programa Reluz** (R\$ 7,6 milhões): realização da primeira etapa do projeto de substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio por lâmpadas de vapor de sódio, visando a melhoria da eficiência com redução de consumo no sistema de iluminação pública.



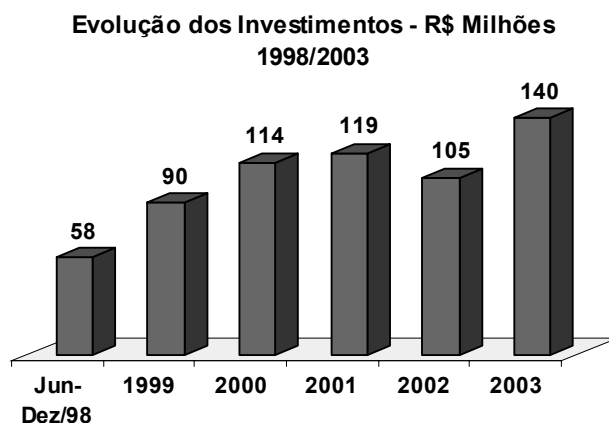
Os investimentos realizados com participação financeira e doações de clientes foram direcionados para expansão do sistema. Estes recursos e doações não representam saídas do caixa da Elektro, mas o investimento realizado compõe o ativo da Elektro.

### *Investimentos Relevantes em 2003*

Ao longo de 2003, a Elektro investiu R\$ 150,8 milhões, sendo: (i) R\$ 139,8 milhões com recursos próprios; e (ii) R\$ 11,0 milhões com recursos de clientes.

Os principais programas de investimentos realizados com recursos próprios foram:

- **Expansão, Melhorias e Preservação do Sistema Elétrico** (R\$ 77,0 milhões): programa destinado à ligação de novos clientes, preservação da integridade física, condições de segurança e atualizações tecnológicas: (i) R\$ 31,6 milhões em preservação do sistema elétrico, (ii) R\$ 15,6 milhões em melhorias e (iii) R\$ 29,8 milhões associados à ligação de 70,8 mil novos clientes, expansão e implantação de novas subestações e respectivas linhas de transmissão, acrescentando 12,5 MVA de potência instalada, com a entrada em operação da Subestação Igaratá e 20,5 MVA de potência em ampliações em 7 subestações;
- **Veículos** (R\$ 11,2 milhões): renovação de mais de 30% da frota operacional;
- **Universalização** (R\$ 9,7 milhões): Lei nº 10.438 de abril de 2002, que determina o atendimento de novas ligações e aumento de carga sem ônus ao cliente; e
- **Programas Rurais** (R\$ 9,1 milhões): projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizaram o fornecimento de energia elétrica a 3.576 pequenas e médias propriedades em 2003, através do desenvolvimento dos programas: (i) “Luz da Terra,” previsto no Contrato de Concessão e coordenado pela Comissão de Eletrificação Rural do Estado de São Paulo, e (ii) “Luz no Campo,” coordenado pela ELETROBRÁS.



Os investimentos realizados com participação financeira e doações de clientes foram direcionados para expansão do sistema. Estes recursos e doações não representam saídas do caixa da Elektro, mas o investimento realizado compõe o ativo da Companhia.

### *Investimentos Relevantes em 2004*

Ao longo de 2004, a Elektro investiu R\$ 127,3 milhões, sendo R\$ 115,5 milhões com recursos próprios e R\$ 7,9 milhões provenientes de clientes.



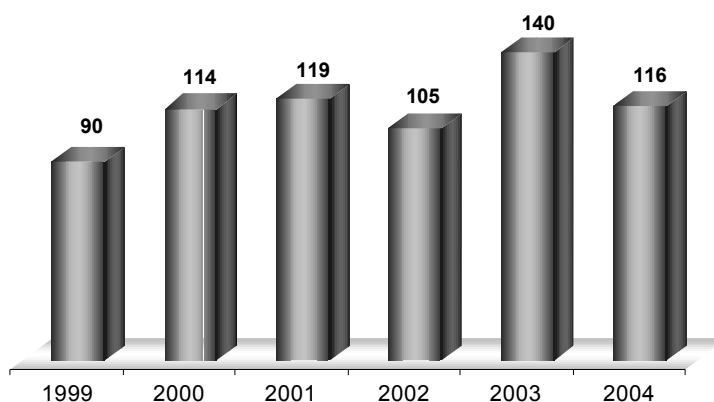
Os principais programas de investimentos realizados com recursos próprios foram:

- R\$ 82,8 milhões na expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico. Desse total, R\$ 30,9 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico, R\$ 7,0 milhões em melhorias e R\$ 17,7 milhões associados à ligação de 81,9 mil novos clientes, expansão e implementação de novas subestações e respectivas linhas de transmissão, acrescentando 33 MVA de potência instalada, com a entrada em operação da Subestação de Cabreúva II e 12 MVA de potência em ampliações em 3 subestações.
- R\$ 11,2 milhões no Programa de Universalização: (Lei nº 10.438 de abril de 2002), que determina o atendimento de novas ligações e aumento de carga sem ônus ao cliente.
- R\$ 6,3 milhões em projetos de eletrificação de áreas rurais, que viabilizaram o fornecimento de energia elétrica a 1.633 pequenas e médias propriedades. Estes são desenvolvidos por meio dos programas “Luz da Terra”, previsto no Contrato de Concessão e coordenado pela Comissão de Eletrificação Rural do Estado de São Paulo, “Luz no Campo” e “Luz para Todos – SP e MS”, coordenado pelas – ELETROBRÁS.

Os investimentos realizados com participação financeira e doações de clientes foram direcionados para a expansão do sistema. Estes recursos e doações não representam saídas do caixa da Elektro, sendo que o investimento realizado compõe o ativo da empresa.

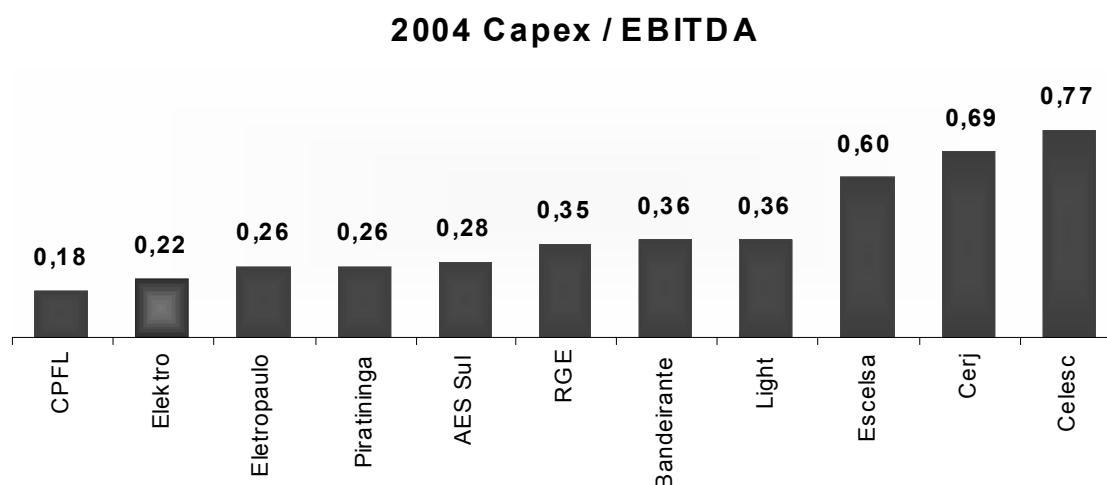
O nível de investimentos em 2004 foi menor que o ano anterior, uma vez que: i) o programa de renovação de frota exigiu desembolsos mais expressivos em 2003; ii) o investimento na construção de subestações e linhas de transmissão também foi maior no ano anterior; e iii) as inversões realizadas com a Universalização Rural em 2004, diferentemente do ano anterior, foram parcialmente subvencionadas por meio de recursos provenientes da CDE, conforme estabelecido no Programa Luz para Todos, criado pelo governo federal.

**Evolução dos Investimentos (R\$ milhões)**



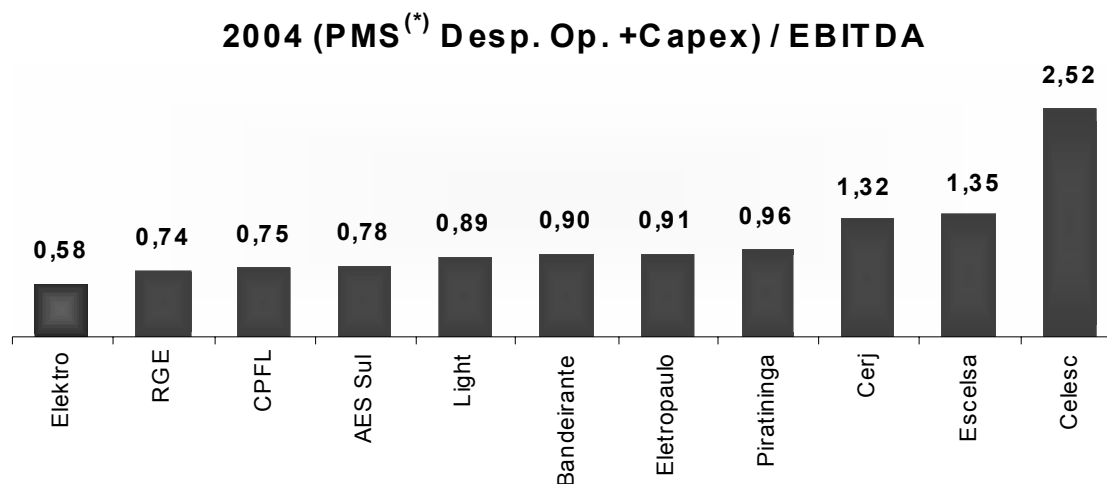
Os gráficos a seguir mostram a eficiência nas despesas e investimentos da Elektro em 2004, demonstrando que a companhia apresenta a segunda maior eficiência nos investimentos (medidos como proporção do EBITDA), bem como apresenta o melhor desempenho na eficiência de despesas e investimentos.

#### Eficiência nos Investimentos



Fonte: DFPs e Relatórios Anuais das empresas.

#### Eficiência nas Despesas e Investimentos

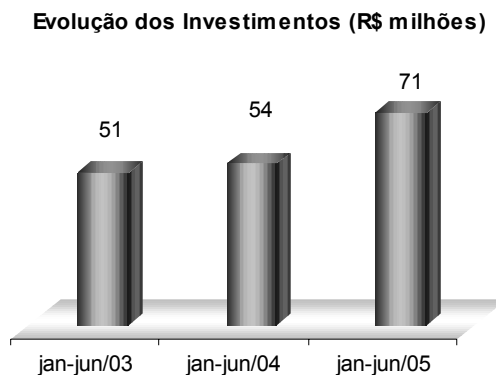


(\*) PMS = Pessoal, Material e Serviços de Terceiros

Fonte: DFPs e Relatórios Anuais das Empresas

### *Investimentos Relevantes no Primeiro Semestre de 2005*

No primeiro semestre do ano a Elektro investiu R\$ 73,3 milhões, dos quais R\$ 70,9 milhões foram com recursos próprios e o restante proveniente de recursos de clientes.



Os principais programas de investimentos realizados no primeiro semestre foram:

- **Expansão, Melhoria e Preservação do Sistema Elétrico:** R\$ 30,4 milhões foram investidos na conexão de 54,5 mil novos clientes, em preservação das condições de segurança, atualizações tecnológicas e preservação do sistema elétrico.
- **Programa de Universalização (Rural e Urbana):** R\$ 14,1 milhões foram investidos em cumprimento a Lei nº10.438 de abril de 2002, que determina o atendimento de novas ligações e aumento de carga sem ônus aos clientes com o consumo inferior a 50 KWh. Na Universalização Rural, foram investidos R\$ 8,4 milhões, dentro do Programa Luz para Todos (coordenado pelo MME).

A Elektro estima que seus investimentos totais em 2005 deverão alcançar cerca de R\$ 183 milhões.

## ATIVIDADES DA COMPANHIA

### Geral

A Elektro atua na distribuição de energia elétrica, atendendo 1,9 milhão de Unidades Consumidoras em uma área de concessão de 121 mil km<sup>2</sup> e com cerca de 6 milhões de habitantes, contemplando 228 municípios, sendo 223 deles no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul. Em 31 de dezembro de 2004, a Elektro respondia por 9,9% do fornecimento de energia para o mercado paulista e 3,5% para o mercado nacional.

Por causa do extenso território atendido, em 30 de junho de 2005 a Elektro utilizava uma logística especialmente desenvolvida e que estava presente em oito regiões, com equipes em Andradina, Atibaia, Guarujá, Itanhaém, Limeira, Rio Claro, Tatuí e Votuporanga.

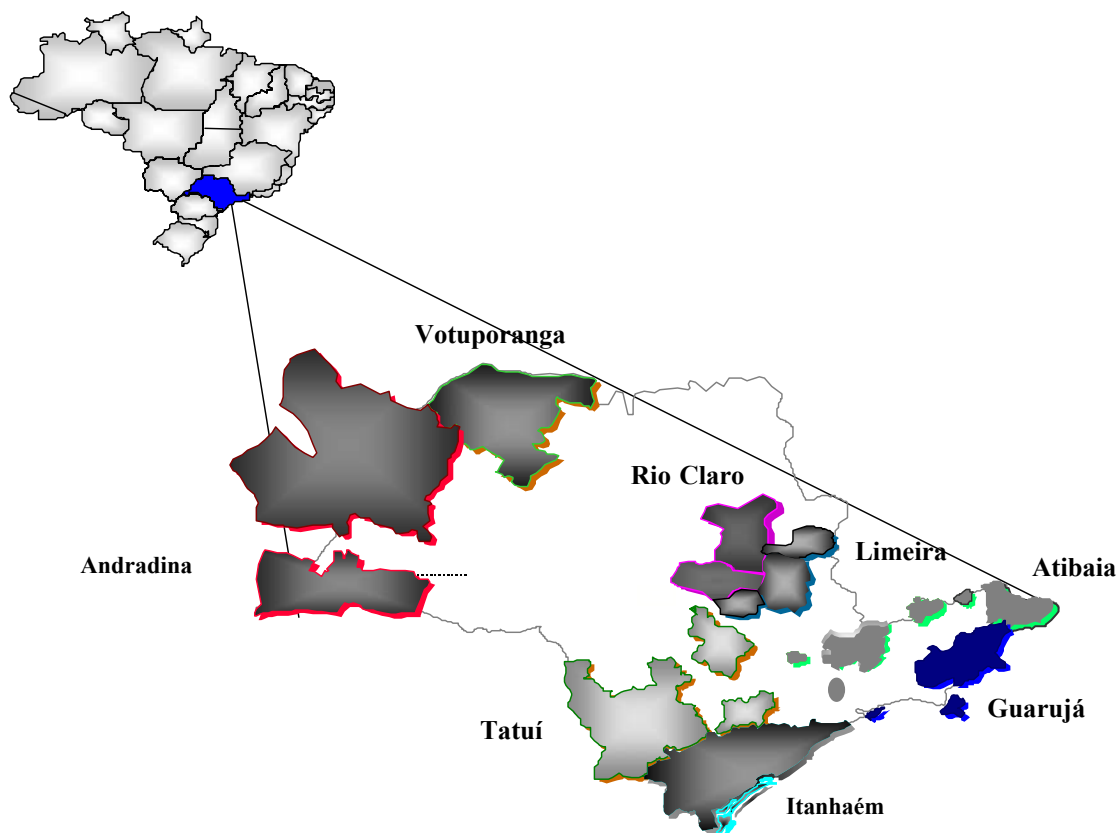
Em 30 de junho de 2005, a Elektro possuía 101 Centrais de Serviços de Rede (“CSRs”) em toda área de concessão, além da sede corporativa em Campinas - São Paulo, onde estão também a Central de Atendimento ao Cliente (“CAT”) e o Centro de Operação de Distribuição (“COD”). São 38 CSRs com funções de coordenação das equipes técnicas e mais 63 CSRs com eletricitas estrategicamente alocados para um atendimento ágil. Na mesma data, a extensão da rede primária da Elektro atingia mais de 74,3 mil km, o número de suas subestações totalizava 120, todas monitoradas remotamente, e mais duas subestações móveis (138 kV - 15/30MVA), as quais fornecem flexibilidade à operação em situações emergenciais ou em situações regulares de manutenção.

As diversidades geográficas e sócio-econômicas entre as regiões são as características marcantes da área de concessão da Elektro, que tem que adaptar os seus trabalhos a cada município onde atua.

## Rede de Distribuição de Energia

Em 30 de junho de 2005, a Elektro possuía 8 escritórios regionais, 101 CSRs, estando equipada com 95,4 mil km de linhas de distribuição e 1.360 km de linhas de transmissão, potência instalada de 2.895 MVA e demanda de 2.000 MW, 622 alimentadores de 13,8 e 34,5 kV, 122.000 transformadores de distribuição suprindo os 95,4 mil km de linhas de distribuição que atendem aproximadamente 1,6 milhão de postes de iluminação.

O mapa abaixo ilustra a área de concessão da Elektro, compreendendo as oito regionais existentes:



## Participação da Elektro no Mercado de Energia – Visão Geral

O consumo de energia elétrica na área de concessão da Elektro totalizou 9.870 GWh no ano de 2004, apresentando uma redução de 6% em relação ao consumo registrado em 2003, que foi de 10.504 GWh. Em 30 de junho de 2005, o consumo de energia elétrica na área de concessão da Elektro totalizou 6.023 GWh, representando um aumento com relação ao mesmo período de 2004.

Com o desempenho das vendas em 2004, a participação da Elektro no mercado foi reduzida para 9,9% no Estado de São Paulo e 3,5% no Brasil. A redução nas vendas em 2004 em relação ao ano de 2003 deve-se à saída de Clientes Livres da base cativa de clientes da Elektro em 2004, os quais representaram 13,2% do consumo total da área de concessão da Elektro. O excesso de oferta de energia possibilitou oportunidades para estes clientes comprarem energia a custos mais baixos de outras empresas comercializadoras do setor (ver item “Concorrência” abaixo, nesta seção do Prospecto).

Desconsiderando-se o efeito da saída destes clientes, as vendas de energia para a classe industrial e para Clientes Finais teriam apresentado, respectivamente, crescimentos de 7% e 5% em relação ao ano de 2003.

### **Posicionamento Estratégico da Elektro**

O direcionamento estratégico estabelecido pela Elektro leva em consideração o modelo de regulação vigente e suas implicações. Por este modelo, retornos superiores dependem de custos eficientes, indicadores técnicos com padrões crescentes de qualidade e percepção favorável do consumidor com relação aos serviços prestados pela empresa distribuidora de energia elétrica.

Com relação à qualidade de seus serviços, a Elektro tem mantido os seus indicadores de qualidade dentro dos níveis estabelecidos pelo regulador desde a privatização. Apesar das dificuldades operacionais impostas pelas características da sua área de concessão, a performance dos indicadores de qualidade da Elektro até 30 de junho de 2005 foi destaque entre as maiores empresas do setor elétrico.

A expansão de seus mercados ocorre de forma orgânica, ou seja, por meio do crescimento populacional e econômicos das suas áreas de concessão. Dessa forma, com o objetivo de melhorar os seus processos de distribuição de energia elétrica, com conseqüente melhoria na qualidade e diminuição dos custos operacionais, a Companhia investe em inovações tecnológicas, tendo sido investidos, até 31 de dezembro de 2004, aproximadamente 5 milhões na modernização dos sistemas de informática da Elektro.

Segue abaixo a descrição de algumas ações que estavam sendo desenvolvidas e implementadas pela Elektro em 30 de junho de 2005:

*SGS – Sistema de Gestão de Serviços* - É um processo de evolução no modelo de operação da Elektro que permitirá a gestão integrada das ordens de serviço Técnicas e Comerciais. Nesse novo modelo, as equipes de campo contarão com um equipamento conectado via celular/satélite com os sistemas da Companhia. O SGS contribuirá para a melhoria do desempenho operacional e na qualidade da prestação de serviços, fatores fundamentais para a Elektro atingir seus objetivos estratégicos. A implementação do SGS permitirá que as fases de atendimento das ordens de serviço de campo sejam imediatamente atualizadas nos sistemas da Elektro, proporcionando informações precisas do andamento dos serviços e melhorando o relacionamento com os clientes. Além disso, o SGS possibilitará maior integração dos processos técnico-comerciais, reduzindo a quantidade de procedimentos manuais e dando maior eficiência no despacho das ordens. O novo sistema se baseará em critérios de prioridade e de roteirização para indicar a equipe mais adequada para a execução dos serviços, otimizando tempo e recursos.

*Digitalização de Subestações* - O projeto foi desenvolvido através da aplicação das novas tecnologias e funcionalidades apresentadas pelos relés digitais, que possibilitam total integração entre as funções de proteção, comando e supervisão, tornando-se possível implementar uma solução de arquitetura totalmente modular, distribuída e padronizada deixando a subestação com maior flexibilidade para substituição e/ou modernização dos seus equipamentos e simplificada nos aspectos visual, de operação e de manutenção.

*Desenvolvimento de novos materiais para o sistema elétrico* - Visando a melhoria contínua da qualidade, vida útil e harmonia com o meio ambiente, a Elektro desenvolve pesquisas para melhorar a qualidade dos principais materiais de seu sistema elétrico. A exemplo disso, o desenvolvimento de cruzetas com novas composições utilizando madeiras de reflorestamento com impregnação de resina poliuretana a base de óleo de mamona. Esta nova cruzeta agrega características importantes

como aumento de vida útil, aumento de isolamento, uso de madeiras de reflorestamento e uma alta resistência mecânica. Outro exemplo a ser considerado é o desenvolvimento do relé fotoeletrônico em conjunto com empresas da área de iluminação pública, visando melhorar a qualidade e a vida útil deste componente do sistema de iluminação.

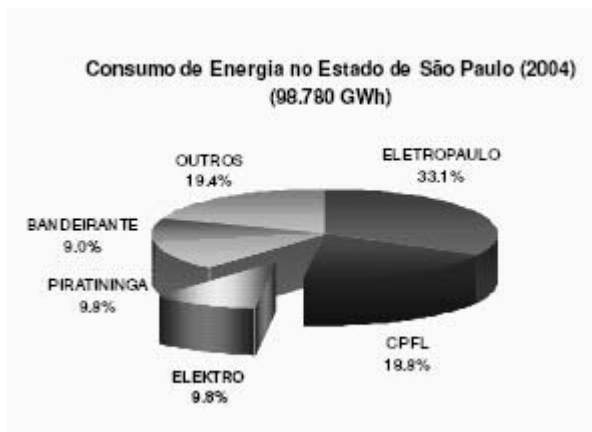
### **Concorrência**

Em 30 de junho de 2005, a Emissora detinha concessão para distribuir energia elétrica em 223 municípios do Estado de São Paulo e 5 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul. Dentro de sua área de concessão, a Emissora não enfrenta concorrência na distribuição de energia elétrica a consumidores residenciais, comerciais, industriais e demais supridos na baixa tensão, bem como aqueles atendidos em alta tensão que não se enquadram nos requisitos para se tornarem Consumidores Livres.

No entanto, outros comercializadores de energia elétrica podem competir com a Elektro na oferta de energia elétrica a certos consumidores qualificados como Consumidores Livres, que basicamente têm que ter contrato de demanda superior a 3 MW. Esses consumidores têm a opção de permanecer como cativos junto à Emissora, ou livres junto a outros supridores, no caso comercializadores de energia, já que as Distribuidoras não podem suprir Consumidores Livres, de acordo com a legislação vigente. Quando esses consumidores são supridos por outras empresas, junto à Elektro eles continuam com a obrigação do pagamento pelo uso do sistema de distribuição da Emissora. A saída de grandes consumidores da base cativa da Emissora, em muitos casos, em função das tarifas praticadas para esse segmento e das receitas advindas do pagamento pelo uso do sistema de distribuição, melhora a margem operacional da Emissora.

Em 30 de junho de 2005, a Emissora forneceu energia elétrica a 11 consumidores que tinham a possibilidade de se tornarem livres e que permaneceram como cativos. Esses consumidores representavam aproximadamente 2,5% da quantidade total de energia elétrica vendida pela Emissora.

As principais empresas distribuidoras de energia elétrica que atuam no Estado de São Paulo, juntamente com a Elektro, são Eletropaulo, CPFL, Piratininga e Bandeirante. O gráfico abaixo demonstra a participação de cada uma dessas empresas na distribuição de energia elétrica para o Estado de São Paulo:



Fonte: ABRADÉE

## **Contrato de Concessão**

Nos termos do Decreto Presidencial de 20 de agosto de 1998 e por intermédio do Contrato de Concessão celebrado em 27 de agosto de 1998 (“Contrato de Concessão”), a União concedeu à Elektro o direito à exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nos municípios listados no Contrato de Concessão, e de geração de energia elétrica de duas PCHs. De acordo com o referido contrato, os serviços de distribuição abrangem 223 municípios do Estado de São Paulo e 5 do Estado do Mato Grosso do Sul.

Para todos os efeitos contratuais e legais, em 30 de junho de 2005 a Elektro possuía concessão individualizada para cada uma das áreas relacionadas no Contrato de Concessão, inclusive para as PCHs de Emas, situada no município de Pirassununga, e Lobo, situada nos municípios de Itirapina e Brotas, Estado de São Paulo. O prazo de concessão previsto de Contrato de Concessão é de 30 anos, sendo prorrogável por igual período, mediante requerimento a ser apresentado pela Elektro até 36 meses antes do seu término.

A energia elétrica produzida nas PCHs relacionadas no Contrato de Concessão destinar-se-á ao serviço público de energia elétrica.

A Elektro somente pode suspender a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica em situações de emergência ou mediante prévio aviso, quando ocorrer motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações, ou em caso de irregularidade cometida pelo consumidor, inadequação de suas instalações ou inadimplemento de faturas de fornecimento. Em qualquer hipótese, a prestação do serviço só poderá ser suspensa se o consumidor, notificado, não efetuar no prazo estabelecido os pagamentos devidos, ou não cessar a prática que configure utilização irregular de energia elétrica, ou, ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

A Elektro estará sujeita a multas ou outras penas pecuniárias sempre que (i) houver inobservância dos padrões de continuidade dos serviços, (ii) houver violação dos índices e padrões de qualidade dos serviços e (iii) descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do Poder Concedente, ou qualquer disposição ou cláusula do contrato.

Em caso de descumprimento pela Elektro de obrigações contratuais, legais ou regulamentares, o Poder Concedente poderá (i) aplicar multa, por infração ocorrida, em valor não superior a 2% do valor do faturamento da Elektro nos 12 meses anteriores à data em que ocorrer a infração ou (ii) intervir na concessão. O inadimplemento poderá, ainda, culminar na caducidade da concessão ou, alternativamente, (i) na restrição da área de concessão, (ii) outorga de sub-concessão ou (iii) desapropriação do bloco de ações do controle da Concessionária, com posterior leilão público. A concessão poderá ser igualmente extinta por anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga. De acordo com a legislação, a concessão também poderá ser encerrada no caso de encampação dos serviços, isto é, o Poder Concedente poderá declarar extinta a concessão por motivo de conveniência e oportunidade administrativa, sem que a Elektro tenha dado causa a tanto. Neste caso há necessidade de lei autorizativa e o Poder Concedente deverá indenizar a Elektro pelas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados.

A Elektro comprometeu-se, ainda, a investir 1% de sua receita operacional líquida em programas de conservação e efficientização de energia elétrica e em pesquisa e desenvolvimento. Para tanto deve elaborar e apresentar à ANEEL, até o dia 30 de dezembro de cada ano, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica para cada ano subsequente. Esse programa tem



como meta a redução de perdas técnicas e comerciais globais bem como ações específicas voltadas ao uso da energia de forma racional e eficiente por parte dos consumidores.

Pela distribuição da energia elétrica, a Elektro cobra tarifas homologadas pelo Poder Concedente.

A exploração da concessão é acompanhada, fiscalizada e controlada pela ANEEL. No exercício dessa fiscalização, a ANEEL deve elaborar relatórios a cada 5 anos, no mínimo.

A Elektro deve submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração do seu Estatuto Social que implique na transferência de ações ou mudança do controle acionário da Companhia, restrito ao bloco de controle, equivalente a, no mínimo, 51% das suas ações com direito a voto. Além disso, deverão ser aprovados previamente quaisquer contratos, acordos ou ajustes, celebrados com pessoas físicas ou jurídicas integrantes do grupo que controla a Elektro, incluindo (i) sua acionista controladora, (ii) suas controladoras indiretas, (iii) empresas coligadas; (iv) empresas direta ou indiretamente controladas por pessoas que direta ou indiretamente controlam a Elektro e (v) empresas que tenham administradores em comum com a Elektro. Adicionalmente, o Poder Concedente poderá determinar a anulação de qualquer contrato celebrado pela Elektro quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos ou tratamento diferenciado aos consumidores.

De acordo com o primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão, (i) a Elektro deverá manter contabilizados, em separado, os reflexos produzidos pela incorporação autorizada pela Resolução da ANEEL nº 34, de 24 de fevereiro de 1999, com controle das demonstrações econômicas e financeiras, (ii) apurar um Fluxo Financeiro de acordo com metodologia pré-definida no primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão e (iii) caso o fluxo financeiro apurado seja negativo, os acionistas controladores deverão aportar recursos próprios para cobrir tal insuficiência até o limite pré-estabelecido no referido termo aditivo, recursos estes que permanecerão sem remuneração pela tarifa até que seja amortizado o ágio incorporado.

### **Insumos e Fornecedores**

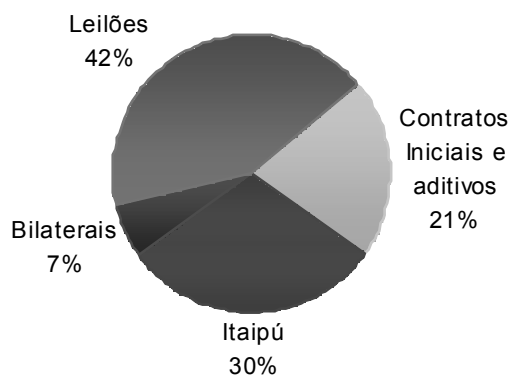
Por ser uma empresa distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração de energia elétrica. A estratégia de suprimento de energia da Elektro prevê a contratação completa das necessidades por meio de contratos de longo prazo, evitando penalidades impostas pelo regulador e exposição ao mercado de curto prazo, que tem como característica principal uma maior volatilidade do seu preço.

Em 2004, com a implementação do novo modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica passaram a ter que contratar a totalidade de suas necessidades de energia, via leilões regulados.

Com relação aos demais insumos necessários à expansão e manutenção do sistema elétrico, a Elektro estabelece critérios para seleção dos seus fornecedores/produtos, visando atender suas necessidades de padrões técnicos, logística de atendimento e segurança.

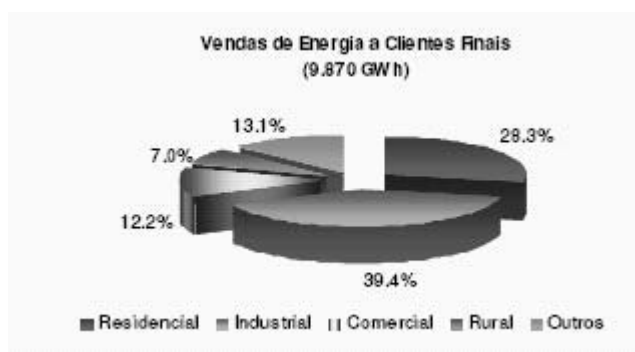
Em 30 de junho de 2005, os principais fornecedores de energia elétrica para a Elektro eram as geradoras Itaipu, Duke Paranapanema, AES Tietê, Cesp e Copel.

## Suprimento de Energia Elektro (1º Semestre 2005)



### Clientes

A Elektro atende consumidores residenciais, industriais, comerciais, rurais, poder público, iluminação pública e serviços públicos, conforme observado no gráfico abaixo:



A Elektro mantém, em sua estrutura, um Conselho de Clientes de Energia Elétrica, o qual procura preservar uma relação justa entre a Companhia e seus clientes. Este conselho é de caráter consultivo, voltado para a orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, às tarifas reguladas pela ANEEL e à adequação dos serviços prestados ao consumidor final, na área de concessão da Companhia.

O Conselho de Clientes de Energia Elétrica da Elektro é formado por membros, titular e suplente, das classes de consumo residencial, industrial, rural, poderes públicos e outras atividades, indicados por entidades reconhecidamente competentes para representá-las. A representação no Conselho é de caráter voluntário e não-remunerada.

Os clientes da Companhia estão divididos nas seguintes classes:

*Classe Residencial.* Os consumidores enquadrados na classe residencial estão ligados a uma tensão inferior a 2,3 kV. A legislação vigente também classifica como residencial as unidades consumidoras com fim residencial, incluído as instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações, com predominância de unidades consumidoras residenciais.

*Baixa Renda.* Os consumidores classificados como de baixa renda, uma subclasse da classe residencial, são aqueles com consumo inferior a 80 Kwh e aqueles que, atendendo determinados critérios tiverem consumo mensal entre 80 e 220 Kwh, calculado com base na média dos últimos 12 meses. Esses consumidores não estão sujeitos a pagamento de encargo de capacidade emergencial, encargo de aquisição de energia elétrica emergencial ou qualquer tarifa extraordinária instituída pela ANEEL, estando sujeitos a tarifas reduzidas.

*Classe Industrial.* Os consumidores enquadrados na classe industrial são aqueles em cuja unidade consumidora é desenvolvida atividade industrial, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial.

*Classe Comercial.* São considerados da classe comercial aquelas unidades consumidoras em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, ou ainda, outra atividade não prevista nas demais classes, inclusive o fornecimento destinado às instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações com predominância de unidades consumidoras não-residenciais.

*Classe Rural.* As unidades consumidoras enquadrados na classe rural são aquelas localizadas em área rural, em que seja desenvolvida atividade rural, sujeita à comprovação perante a Companhia.

*Outros.* Na categoria outros estão incluídos (a) o poder público, (b) iluminação pública, (c) serviço público e (d) consumo próprio da Companhia.

#### *Atendimento ao Cliente*

Em 30 de junho de 2005, o serviço de atendimento aos clientes da Elektro era realizado por meio de um *call center* centralizado, operando 24 horas por dia, 365 dias por ano, com um volume de contato anual de aproximadamente 5 milhões, dos quais aproximadamente 10% dá-se por meio da Internet.

Como resultado dos investimentos realizados pela Elektro em treinamento de seus operadores e eletricitas (próprios ou terceirizados), assim como na modernização de seus sistemas de informática, o Índice de Atendimento ao Cliente, da pesquisa ABRADÉE de Satisfação do Cliente Residencial, aumentou de 79,9% ao final de 2004 para 82,8% até 30 de junho de 2005.

A tabela abaixo apresenta o índice de atendimento (população atendida/população total) da Elektro nos exercícios de 2002, 2003 e 2004, e nos períodos encerrados em 30 de junho de 2004 e 30 de junho de 2005:

<b>Índice de atendimento - Elektro</b>				
<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>Junho 2004</b>	<b>Junho 2005</b>
96,8%	98,5%	98,9%	98,9%	98,9%

O consumo total de energia na área da Elektro foi de 9.870 GWh em 2004, representando um redução de 6% em relação ao ano de 2003, e de 6.023 GWh em 30 de junho de 2005, contra 5.743 GWh, no mesmo período de 2004.

A receita com as vendas de energia a Clientes Finais foi, em 2004, de R\$ 2,6 bilhões, 16,3% superior ao exercício anterior, reflexo do:

- Reposicionamento tarifário de 20,25%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003;
- Reajuste tarifário de 19,46%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2004; e
- Efeito da saída de Clientes Livres da base cativa de clientes da Elektro.

As vendas de energia para a classe residencial apresentaram um aumento de 3% em 2004, influenciadas pelo aumento médio de 2,3% no número de consumidores e pela tendência de retomada do consumo por parte desses clientes, fato que não acontecia desde o racionamento de energia ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. Em 30 de junho de 2005, as vendas de energia para a classe residencial apresentaram um aumento de 6,5% em relação ao mesmo período de 2004.

Em 2004, as classes comercial e rural apresentaram, em conjunto, um crescimento de 4,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela retomada do crescimento da economia brasileira. Em 30 de junho de 2005, as vendas de energia para a classe comercial apresentaram um aumento de 9,2%, e para a classe rural apresentaram um aumento de 14,6%.

As vendas de energia para a classe industrial sofreram uma redução de 16,8% em 2004, devido à saída de Clientes Livres da base cativa de clientes da Elektro em 2004, os quais representaram 13,2% do consumo total da área de concessão da Elektro. O excesso de oferta de energia possibilitou oportunidades para estes clientes comprarem energia a custos mais baixos de outras empresas comercializadoras do setor de energia elétrica. Em 30 de junho de 2005, as vendas de energia elétrica para a classe industrial apresentaram uma redução de 20,3%, que deveu-se exclusivamente pela saída de grandes clientes para o mercado livre de energia.

Em 30 de junho de 2005, nenhum cliente da Companhia tinha participação superior a 2% do seu faturamento total.

### **Receita pelo Uso do Sistema – Consumidores Livres**

A Elektro recebe tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica, dos Clientes Livres que saíram de sua base de clientes cativos, o que gerou a receita de R\$ 106,9 milhões em 30 de junho de 2005, e representava mais que o triplo da receita registrada no mesmo período do ano anterior. A receita pelo uso do sistema da Elektro está representada na tabela abaixo:

R\$ Milhões			GWh		
1º Sem/05	1º Sem/04	Var. %	1º Sem/05	1º Sem/04	Var. %
106,9	34,9	206,3%	1.411,3	788,0	79,1%

A saída destes Clientes Livres representou um decréscimo nas vendas de energia em GWh da Elektro, mas, por outro lado, implicou na redução das respectivas compras de energia, até então vinculada a tais Clientes Livres. No caso específico da Elektro, o efeito foi um aumento de sua receita pelo uso do sistema, com impacto positivo para a sua margem operacional.

## Cobrança e Inadimplência

O quadro a seguir mostra as contas a receber da Emissora em 30 de junho de 2005, em relação aos consumidores, fornecedores e parcelamento de débito de energia elétrica de curto e longo prazo:

Classes	R\$ mil							31/03/2005
	30/06/2005							
	Nº Total de (*)	Vencidos			Total		TOTAL	
		Consumidores	até 90 dias	(+) 90 dias	A Vencer	C.Prazo		
Residencial.....	1.625.883	49.462	7.545	56.304	113.311	-	113.311	109.291
Industrial.....	21.903	10.648	13.899	13.441	37.987	-	37.987	32.334
Comercial.....	128.144	10.740	3.633	12.887	27.259	-	27.259	28.235
Rural.....	93.109	2.552	453	5.397	8.402	-	8.402	8.435
Poder Público.....	14.501	466	2.414	6.872	9.753	-	9.753	10.142
Iluminação Pública.....	1.751	1.631	6.561	6.472	14.664	-	14.664	14.757
Serviço Público.....	2.250	776	212	4.931	5.919	-	5.919	6.180
Parcelamentos de débitos.....	-	2.468	6.599	28.455	37.523	21.589	59.112	60.897
Rendas não faturadas.....	-	-	-	179.764	179.764	-	179.764	179.708
(-) Arrecadação em processo de classificação...	-	-	-	(4.516)	(4.516)	-	(4.516)	(4.518)
<b>Total de consumidores e parcelamento.....</b>	<b>1.887.541</b>	<b>78.743</b>	<b>41.316</b>	<b>310.007</b>	<b>430.066</b>	<b>21.589</b>	<b>451.655</b>	<b>445.462</b>
<b>Supridores :</b>								
Camara de Comercialização de Energia								
Eletrica - CCEE - Venda de energia.....	-	-	-	1.442	1.442	26.900	28.342	28.470
Recompra de contratos iniciais.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratos bilaterais.....	-	-	-	1.442	1.442	26.900	28.342	28.470
<b>Total de supridores.....</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.442</b>	<b>1.442</b>	<b>26.900</b>	<b>28.342</b>	<b>28.470</b>
<b>Total.....</b>	<b>1.887.541</b>	<b>78.743</b>	<b>41.316</b>	<b>311.449</b>	<b>431.508</b>	<b>48.489</b>	<b>479.997</b>	<b>473.932</b>

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes

Com a finalidade de reduzir seus níveis de inadimplência, a Elektro possui diversas estratégias em andamento, incluindo a realização de campanhas de inadimplência, a utilização de *call center* ativo e de empresas de cobrança terceirizada, contratação de cobrança judicial terceirizada, envio de comunicados de cobrança e de reavisos com aviso de recebimento e a realização de visitas de cobrança.

A provisão para devedores duvidosos (PDD), é constituída em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela ANEEL, em conjunto com a análise da administração da Companhia, para cobertura de eventuais perdas com as contas a receber. A tabela abaixo apresenta o valor das provisões de crédito de cobrança e liquidação duvidosas da Companhia nos anos de 2002, 2003 e 2004, bem como nos semestres encerrados em 30 de junho de 2004 e 30 de junho de 2005:

PROVISÃO DE CRÉDITOS DE COBRANÇA E LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA	DEZ/2002	DEZ/2003	JUN/2004	DEZ/2004	JUN/2005
Valor em R\$ Milhares	33.800	30.144	30.319	37.091	46.564

## Informações Acerca dos Valores Mobiliários Emitidos

Em de 30 junho de 2005, os únicos valores mobiliários de emissão da Elektro em circulação do mercado eram ações ordinárias e preferenciais, negociadas na BOVESPA.

### *Primeira Emissão de Debêntures da Elektro para Distribuição Pública*

Seguem abaixo as características da 1ª emissão de debêntures da Elektro, aprovada nas Assembléias Gerais Extraordinárias realizadas em 30 de março e 12 de setembro de 2000, registrada na CVM sob o nº CVM/SRE/DEB-2000/026, em 3 de outubro de 2000.

Espécie de debêntures: simples, com garantia flutuante.

Montante emitido: R\$62.500.000,00

Valor nominal: R\$10.000,00

Quantidade: 6.250

Remuneração: IGP-DI + 11,4% a.a.

Data de Emissão: 10 de maio de 2000

Data de Vencimento: 10 de maio de 2005

Em 10 de maio de 2005, as debêntures foram integralmente quitadas pela Emissora.

## Contratos Relevantes

Seguem abaixo os contratos relevantes dos quais a Elektro era parte em 30 de junho de 2005, além dos contratos referidos na seção “Informações Relativas à Elektro – Composição do Capital – Operações com os Coordenadores” abaixo.

### *Principais Contratos com Prestadores de Serviços*

<u>Fornecedor</u>	<u>Serviço</u>	<u>Valor em R\$</u>	<u>Vigência</u>	<u>Data de Celebração</u>
VR Vales Ltda.	Cartão Alimentação	33.927.055,25	4 anos	19/12/2001
Impsat Comunicações Ltda.	Telemedicação	19.878.676,92	5 anos	23/01/2001
Armazéns Gerais Columbia S.A.	Operador Logístico	14.439.618,00	5 anos	01/05/2003
Potencial Manutenção e Comércio de Equipamentos Ltda.	Manutenção e Correção de Equipamentos Elétricos	12.988.954,80	3 anos	01/01/2004
Empresa Brasileira de Telecomunicações S.A. – EMBRATEL	Telefonia Interurbana	12.000.000,00	4 anos	02/01/2002

### *Contratos de Fornecimento de Materiais e Equipamentos*

No primeiro semestre de 2005, a Elektro celebrou diversos contratos de Fornecimento de Materiais e Equipamentos, os quais, individualmente, têm pequeno impacto na Companhia. Em 30 de junho de 2005, os contratos perfaziam o montante de R\$ 80.000.000,00 (oitenta milhões).

### *Contratos de Locação*

A Companhia celebra contratos de locação de imóveis, na qualidade de locadora e locatária. Entre estes contratos, a Companhia aluga dois imóveis nos quais são mantidas as sedes de duas de suas regionais, sendo uma na cidade de Itanhaém, na Avenida Paulo José Moraes, nº 1.600 – Jardim Umuarama, e a outra em Votuporanga, na Avenida Francisco Villar Horta, nº 236. Estes contratos foram celebrados em 01 de dezembro de 2002 e 04 de abril de 2002, respectivamente, cujos valores pagos a título de aluguel são de R\$ 10.368,33 e R\$ 10.258.19 e prazo de vencimento em 10 anos.

### *Contratos Bilaterais*

<u>Agente Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
Companhia Paranaense de Energia – COPEL	51,67	01/08/2002	01/07/2005 (50%)
Coinbra-Cresciumal S.A.	5,83	01/10/2002	31/12/2013
Moema	8,46	01/01/2002	31/12/2006

(\*) Valores anuais.

### *Contratos Iniciais*

<u>Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
CESP	677	10/06/1999	31/12/2005
AES Tietê	229	10/06/1999	31/12/2005
Duke Energy Int. Geração Paranapanema	178	10/06/1999	31/12/2005

(\*) Valores correspondentes a 100% sem os decréscimos já verificados.

### *Contrato Leilão Federal*

<u>Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
Furnas Centrais Elétricas S.A.	9,30	01/01/2003	31/12/2008

(\*) Valores anuais.

### *Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR 2005 (Leilão)*

<u>Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
CEEE	14,89	01/01/2005	31/12/2012
CESP	45,81	01/01/2005	31/12/2012
CHESF	143,16	01/01/2005	31/12/2012
COPEL GERAÇÃO	56,12	01/01/2005	31/12/2012
DUKE	12,25	01/01/2005	31/12/2012
ELETRONORTE	38,48	01/01/2005	31/12/2012
EMAE	4,87	01/01/2005	31/12/2012
ESCELSA	4,98	01/01/2005	31/12/2012
FURNAS	176,15	01/01/2005	31/12/2012
LIGHT	21,76	01/01/2005	31/12/2012

(\*) Valores anuais.

*CCEAR 2006 (Leilão)*

<u>Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
CEEE	7,47	01/01/2006	31/12/2013
CEMIG	45,53	01/01/2006	31/12/2013
CESP	57,86	01/01/2006	31/12/2013
CHESF	51,77	01/01/2006	31/12/2013
COPEL GERAÇÃO	18,07	01/01/2006	31/12/2013
DUKE	2,85	01/01/2006	31/12/2013
ELETRONORTE	16,11	01/01/2006	31/12/2013
EMAE	1,62	01/01/2006	31/12/2013
ESCELSA	1,33	01/01/2006	31/12/2013
FURNAS	124,11	01/01/2006	31/12/2013
LIGHT	6,38	01/01/2006	31/12/2013

(\*) Valores anuais.

*CCEAR 2007 (Leilão)*

<u>Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
CESP	0,65	01/01/2007	31/12/2014
CHESF	4,47	01/01/2007	31/12/2014
COPEL GERAÇÃO	2,63	01/01/2007	31/12/2014
DUKE	7,07	01/01/2007	31/12/2014
ELETRONORTE	17,83	01/01/2007	31/12/2014
EMAE	0,16	01/01/2007	31/12/2014
FURNAS	4,86	01/01/2007	31/12/2014
TRACTEBEL	0,32	01/01/2007	31/12/2014

(\*) Valores anuais.

*CCEAR 2008 (Leilão)*

<u>Vendedor</u>	<u>Energia Contratada</u> (em MW médio) (*)	<u>Início</u>	<u>Término</u>
CDSA	5,24	01/01/2008	31/12/2015
CELPA**	0,91	01/01/2008	31/12/2015
CEMIG GERAÇÃO	4,14	01/01/2008	31/12/2015
CESP	6,70	01/01/2008	31/12/2015
CGTEE	4,10	01/01/2008	31/12/2015
CHESF	17,75	01/01/2008	31/12/2015
COPEL GERAÇÃO	3,15	01/01/2008	31/12/2015
ELETRONORTE	3,55	01/01/2008	31/12/2015
ENERSUL**	0,79	01/01/2008	31/12/2015
TRACTEBEL	5,92	01/01/2008	31/12/2015

(\*) Valores anuais.

(\*\*) Contratos em processo de formalização.



A Emissora firmou 39 (trinta e nove) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, todos na modalidade de quantidade de energia elétrica, o que significa dizer que os riscos hidrológicos serão assumidos pelos geradores.

Os contratos prevêem que o suprimento de energia elétrica objeto do contrato, 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.

#### *Garantias sobre o Faturamento da Companhia*

A tabela abaixo relaciona as garantias sobre faturamento em 30 de junho de 2005 prestadas pela Companhia:

#### **JUNHO DE 2005**

<b>ARRECADAÇÃO MENSAL, LÍQUIDA DE TRIBUTOS E ENCARGOS</b>	<b>VALOR R\$ MIL</b>	<b>PERCENTUAL DE COMPROMETIMENTO SOBRE A ARRECADAÇÃO LÍQUIDA (%)</b>
<b>GARANTIAS OFERECIDAS</b>		
- Contratos de Compra e Venda de Energia		
a) Contratos Iniciais	14.177	7,20%
b) Contratos Bilaterais	6.041	3,07%
c) CCEAR	22.846	11,61%
d) Outros contratos, inclusive de transmissão e atividades afins	21.239	10,79%
<b>SUB TOTAL</b>	<b>64.303</b>	<b>32,66%</b>
e) Empréstimos e Financiamentos	56.458	28,68%
<b>SUB TOTAL</b>	<b>56.458</b>	<b>28,68%</b>
<b>TOTAL COMPROMETIDO (2)</b>	<b>120.761</b>	<b>61,34%</b>

#### **Receita Líquida Mensal**

**196.857**

#### *Empréstimo-Ponte*

Emitente da Cédula de Crédito Bancário:	Elektro
Credor:	Itaú BBA
Valor:	R\$ 250 milhões
Início:	08 de julho de 2005
Término:	04 de janeiro de 2006
Taxa:	CDI + 2,25% a.a.
Garantia:	Cessão Fiduciária de direitos de crédito da Elektro, para garantir o pagamento dos juros incidentes sobre o principal da cédula

Emitente da Cédula de Crédito Bancário:	Elektro
Credor:	Unibanco
Valor:	R\$ 250 milhões
Início:	08 de julho de 2005
Término:	04 de janeiro de 2006
Taxa:	CDI + 2,25% a.a.
Garantia:	Cessão Fiduciária de direitos de crédito da Elektro, para garantir o pagamento dos juros incidentes sobre o principal da cédula

### *Contrato de Cessão Fiduciária*

O Contrato de Cessão Fiduciária (conforme definido no Glossário deste Prospecto) foi celebrado em 10 de outubro de 2005 entre (i) a Elektro, (ii) o Agente Fiduciário e (iii) o Banco Itaú, cujos termos e condições são parte integrante da Escritura de Emissão, o qual formalizou a cessão fiduciária em garantia das Debêntures, dos seguintes bens e direitos:

- a) todos os direitos ou direitos creditórios, atuais ou futuros, detidos e a serem detidos pela Emissora contra os Bancos Depositários, conforme o caso, relativos (i) aos recursos mantidos em depósito nas Contas Correntes e nas Contas de Arrecadação (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária), mantidas pela Emissora junto aos Bancos Depositários; (ii) aos recursos relativos às Aplicações Financeiras (conforme definido no Contrato de Cessão Fiduciária); e (iii) a todo e qualquer ganho ou receita financeira deles decorrentes, durante o prazo de vigência do Contrato de Cessão Fiduciária e, em qualquer caso, independentemente de onde se encontrarem, inclusive enquanto em trânsito ou em processo de compensação bancária; e
- b) todos os direitos a quaisquer pagamentos de indenização a serem efetuados pela ANEEL à Emissora, na hipótese de extinção da concessão outorgada à Emissora, nos termos do Contrato de Concessão.

### *Contratos Financeiros*

Os principais contratos financeiros dos quais a Elektro era parte em 30 de junho de 2005 são os seguintes:

	CIRCULANTE - R\$ mil						LONGO PRAZO - R\$ mil			
	30/06/2005			31/03/2005			30/06/2005		31/03/2005	
	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Total	Principal	Total
<b>Moeda Nacional</b>										
Fundação Cesp.....	7.674	-	7.674	10.246	-	10.246	33.099	33.099	33.192	33.192
<b>BNDES</b>										
Finem(*).....	33.867	197	34.064	33.570	245	33.816	14.112	14.112	22.380	22.380
Racionamento/Parcela A (**)..	54.902	474	55.376	80.332	721	81.053	-	-	-	-
CVA(***).....	59.049	511	59.560	80.398	721	81.119	-	-	-	-
Eletrobrás - Luz do Campo.....	420	-	420	420	-	420	560	560	665	665
Eletrobrás - Reluz .....	3.686	-	3.686	3.686	-	3.686	3.072	3.072	3.993	3.993
Eletrobras - Luz para Todos.....	-	-	-	-	-	-	4.697	4.697	4.443	4.443
<b>Total.....</b>	<b>159.598</b>	<b>1.182</b>	<b>160.780</b>	<b>208.652</b>	<b>1.687</b>	<b>210.339</b>	<b>55.540</b>	<b>55.540</b>	<b>64.673</b>	<b>64.673</b>

(\*) Repasses efetuados por instituições financeiras, agentes do BNDES.

(\*\*) Empréstimo Emergencial do BNDES referente a 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento e dos itens da Parcela A.

(\*\*\*) Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica do BNDES.

## Condições Contratuais:

Tipo	Garantias	Condições Gerais
<b>Fundação Cesp</b>		
Confissão da Dívida II.....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	TR + 8% a.a.ou custo atuarial (*)
Confissão da Dívida III.....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas	IGP-DI + 6,0% a.a.
<b>BNDES</b>		
Finem.....	Vinculação das receitas provenientes vda. Energia + npromissoria	TJLP + 4,35% a.a.
Racionamento/Parcela A.....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
CVA.....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
<b>Eletrobrás - Reluz</b> .....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a (**)
<b>Eletrobrás - Luz do Campo</b> ....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a (**)
<b>Eletrobrás - Luz para todos</b> .....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a (**)

(\*) O maior valor entre os dois índices. O custo atuarial equivale a IGP-DI + 6% a.a.

(\*\*) Reserva global de reversão - RGR é indexada à variação da UFIR, que tem se mantido constante.

### (i) Confissão de Dívida - Fundação CESP

Por meio de um Instrumento Particular de Assunção Parcial de Obrigações de Ajustes de Reservas e Confissão de Dívida e Outras Avenças, datado de 26 de junho de 1998, celebrado entre a CESP, a Fundação CESP e a Elektro, a Elektro assumiu uma dívida perante a Fundação CESP cujo saldo atualizado em 30 de junho de 2005 era de R\$ 40.773 mil. Este instrumento particular é uma consolidação das disposições de três outros instrumentos de confissão de dívida celebrados anteriormente apenas entre a Fundação CESP e a CESP. Tal dívida refere-se ao valor necessário para custear a transferência dos empregados da Elektro que anteriormente tinham o Plano de Previdência CESP B1 para o novo Plano de Previdência da Elektro, em razão da privatização da mesma. Segundo tal instrumento particular, deverá ser feito um confronto anual entre (i) as formas de correção e de remuneração da dívida assumida pela Elektro e (ii) esses mesmos itens constantes dos instrumentos originais de confissão de dívida citados acima. Particularmente em apenas um contrato, dependendo dos resultados do cálculo atuarial que definirá as reservas matemáticas para manutenção do plano, se superávit ou déficit, resultará na redução ou no aumento do saldo devedor da dívida, garantindo, assim, o equilíbrio atuarial do plano de previdência da Elektro, administrado pela Fundação CESP. Desde 1998, o saldo devedor foi reduzido em R\$ 51.650 mil, por conta de sucessivos superávits anuais do plano.

### (ii) BNDES

Em 7 de fevereiro de 2002, a Elektro assumiu junto ao BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica (RTE e Parcela A), com base na Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 e na Resolução nº 90, de 21 de dezembro de 2001, da GCE, um crédito de R\$ 250.285 mil para suprir parte das insuficiências de recursos da Elektro decorrentes: (i) das perdas de receita decorrentes do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, implementado pelo Governo Federal e (ii) variações verificadas no período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001 de valores dos itens da “Parcela A”. Sobre o principal da dívida incidirão juros à taxa de 1,00% ao ano (a título de *spread*), acima da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC. Os juros são calculados dia a dia e exigíveis mensalmente a partir de 15 de março de 2002, juntamente com as prestações do principal. O pagamento de R\$ 197.266 mil, se dará em 49 prestações mensais e sucessivas vencendo-se a última em 15 de março de 2006, e R\$ 53.019 mil serão pagos em

10 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a última em 15 de janeiro de 2007. Para pagamento de tais parcelas o instrumento estabeleceu um mecanismo de garantia de pagamento, o qual estipula que será transferida mensalmente para uma conta caucionada parcela da arrecadação decorrente do serviço de distribuição de energia elétrica equivalente a 3,24% do faturamento líquido mensal da Elektro. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor do referido empréstimo era de R\$ 55.376 mil.

Em 23 de outubro de 2003, a Elektro assumiu junto ao BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica – CVA, com base na Medida Provisória nº 127, de 4 de agosto de 2003, um crédito de R\$ 91.384 mil, considerada a data base de 27 de agosto de 2003, para suprir a insuficiência de recursos da Elektro decorrente do adiamento da aplicação do mecanismo de compensação de que trata o artigo 1º da Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, para os reajustes e revisões tarifárias anuais referentes ao período compreendido entre 8 de abril de 2003 e 7 de abril de 2004, com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações junto a agentes do setor elétrico, observado o disposto no artigo 2º, inciso II, da Resolução nº 3.119 do Conselho Monetário Nacional. Sobre o principal da dívida incidirão juros à taxa de 1,00% ao ano (a título de *spread*), acima da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC. Os juros são calculados dia a dia e exigíveis mensalmente a partir de 15 de outubro de 2004, juntamente com as prestações do principal. O pagamento de R\$ 98.026 mil, se dará em 24 prestações mensais e sucessivas vencendo-se a última em 15 de setembro de 2006. Para pagamento de tais parcelas o instrumento estabeleceu um mecanismo de garantia de pagamento, o qual estipula que será transferida mensalmente para uma conta caucionada parcela da arrecadação decorrente do serviço de distribuição de energia elétrica equivalente a 3,30% do faturamento líquido mensal da Elektro. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor do referido empréstimo era de R\$ 59.560 mil.

A Elektro possui, ainda, um contrato de financiamento na modalidade Finem, com agentes financeiros do sistema BNDES visando aos investimentos em expansão, melhoria e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica, na sua área de concessão, abrangendo os anos de 1999 a 2003. O valor total financiado era de R\$ 48.176 mil em 30 de junho de 2005.

### (iii) ELETROBRÁS

Em 9 de agosto de 2000, a Elektro celebrou com a ELETROBRÁS contrato de financiamento no valor de R\$ 8.934 mil (provenientes da RGR), para cobertura financeira dos custos diretos de seu programa de eletrificação rural, que integra o Programa Nacional de Eletrificação Rural – “Luz no Campo” do MME em montante equivalente a 75% do custo total para as obras, exclusive as despesas relativas à mão-de-obra, transporte e administração próprios. Sobre o referido empréstimo incidirão juros à taxa 5% ao ano acima do Índice RGR (vinculado à UFIR e que vem sendo mantido sem variações desde outubro de 2000), pagáveis mensalmente, exceto durante o prazo de carência, de 24 meses, em que tais montantes serão incorporados ao saldo devedor. Incide, ainda, sobre o saldo devedor corrigido, taxa de administração de 1% ao ano, devida mensalmente e calculada *pro rata temporis*. A amortização será realizada em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 980 mil.

Em 16 de janeiro de 2002, a Elektro celebrou com a ELETROBRÁS contrato de financiamento no valor de R\$ 20.149 mil (provenientes da RGR), para cobertura financeira de 75% do custo total de seu programa de iluminação pública, que integra o Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – “Reluz” do MME, aplicados aos custos diretos, exclusive mão-de-obra e transporte próprios, compreendendo o Projeto de Melhoria de Eficiência Energética, contemplando 256 municípios de sua área de concessão no Estado de São Paulo e objetivando a substituição de

305.356 lâmpadas do tipo vapor de mercúrio pela mesma quantidade de lâmpadas eficientes do tipo vapor de sódio e a implantação de 44.356 relés fotoeletrônicos. Sobre o referido empréstimo incidirão juros à taxa 5% ao ano acima do Índice RGR (vinculado à UFIR e que vem sendo mantido sem variações desde outubro de 2000), pagáveis mensalmente, exceto durante o prazo de carência, de 24 meses, em que tais montantes serão incorporados ao saldo devedor. Incide, ainda, sobre o saldo devedor corrigido, taxa de administração de 1,5% ao ano, devida mensalmente e calculada *pro rata temporis*. A amortização será realizada em 36 parcelas mensais, iguais e sucessivas. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 6.758 mil.

Em 1º de junho de 2004, a Elektro celebrou com a ELETROBRÁS contrato de financiamento no valor de R\$ 14.379 mil (provenientes da RGR), para cobertura financeira dos custos diretos das obras de seu programa de eletrificação rural, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos” do MME, a serem executadas na área do Estado de São Paulo de sua concessão em montante equivalente a 51% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas relativas à mão-de-obra, transporte e administração próprios. Sobre o referido empréstimo incidirão juros à taxa 5% ao ano acima do Índice RGR (vinculado à UFIR e que vem sendo mantido sem variações desde outubro de 2000), pagáveis mensalmente, exceto durante o prazo de carência, de 24 meses, em que tais montantes serão incorporados ao saldo devedor. Incide, ainda, sobre o saldo devedor corrigido, taxa de administração de 1% ao ano, devida mensalmente e calculada *pro rata temporis*. A amortização será realizada em 120 parcelas mensais, iguais e sucessivas. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 4.314 mil. A ELETROBRÁS concedeu à Elektro, ainda, a título de subvenção econômica, recursos no valor de R\$ 9.586 mil (provenientes da CDE) para cobertura financeira dos custos diretos das obras de seu programa de eletrificação rural, que integra o Programa “Luz para Todos”, a serem executadas na área do Estado de São Paulo de sua concessão em montante equivalente a 34% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas relativas à mão-de-obra, transporte e administração próprios. A Elektro pagará, a título de ressarcimento dos custos incorridos na administração do contrato, 1% sobre cada liberação efetuada com recursos provenientes da CDE, vencível no ato da liberação.

Em 10 de agosto de 2004, a Elektro celebrou com a ELETROBRÁS contrato de financiamento no valor de R\$ 1.281 mil (provenientes da RGR), para cobertura financeira dos custos diretos das obras de seu programa de eletrificação rural, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos” do MME, a serem executadas na área do Estado do Mato Grosso do Sul de sua concessão em montante equivalente a 39,7% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas relativas à mão-de-obra, transporte e administração próprios. Sobre o referido empréstimo incidirão juros à taxa 5% ao ano acima do Índice RGR (vinculado à UFIR e que vem sendo mantido sem variações desde outubro de 2000), pagáveis mensalmente, exceto durante o prazo de carência, de 24 meses, em que tais montantes serão incorporados ao saldo devedor. Incide, ainda, sobre o saldo devedor corrigido, taxa de administração de 1% ao ano, devida mensalmente e calculada *pro rata temporis*. A amortização será realizada em 120 parcelas mensais, iguais e sucessivas. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 384 mil. A ELETROBRÁS concedeu à Elektro, ainda, a título de subvenção econômica, recursos no valor de R\$ 1.464 mil (provenientes da CDE) para cobertura financeira dos custos diretos das obras de seu programa de eletrificação rural, que integra o Programa “Luz para Todos”, a serem executadas na área do Estado de São Paulo de sua concessão em montante equivalente a 45,3% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas relativas à mão-de-obra, transporte e administração próprios. A Elektro pagará, a título de ressarcimento dos custos incorridos na administração do contrato, 1% sobre cada liberação efetuada com recursos provenientes da CDE, vencível no ato da liberação.

## **Marcas, Patentes e Direitos Autorais**

### *Marcas*

Em 30 de junho de 2005, a Elektro era proprietária das seguintes marcas, as quais foram recebidas da CESP, por meio de contratos de cessão e transferência a título gratuito:

- CONTA MÍNIMA (classes 39 e 42);
- ECOWATT (classes 11-10);
- ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A. (classes 39 e 42);
- ELETROCAMPO (classe 39);
- ELETROCAMPO – PLANTANDO PARCERIAS E COLHENDO RESULTADOS (classes 39 e 42);
- ELETROPOSTO (classes 37-35);
- GREEN LIGHTS (classes 37-05 e 37-35);
- LBR LUZ PARA BAIXA RENDA (classes 39 e 42);
- MAXIWATT (classes 37-35);
- PRONTA ENTREGA (classes 39 e 42); e
- SGD OPEN (classes 39 e 42).

Em conformidade com a legislação vigente, foi solicitada junto ao INPI – Instituto Nacional de Propriedade Industrial a averbação da cessão e transferência das referidas marcas à Elektro, sendo que, até 30 de junho de 2005, foram obtidos os seguintes registros:

- ELETROCAMPO (classes 39)
- ECOWATT (classe 16)
- GREEN LIGHTS (classe 37-05, 37-35)
- ELETROPOSTO (classes 37-35)
- PRONTA ENTREGA (classe 39, 42)
- LBR LUZ PARA BAIXA RENDA (classe 39, 42)
- ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS (classe 39,42)
- SGD OPEN (classe 39)

A Elektro protocolou, ainda, os seguintes pedidos de registro, os quais encontravam-se pendentes em 30 de junho de 2005:

- ELEKTRO (classe 39, 35, 36, 37, 40, 42)
- SOLUÇÃO INTEGRADA EM ENERGIA (classe 37, 39, 42)
- ELEKTRO SERVICE (classe 35, 37,39, 42)
- ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS (classe 35, 37, 39, 42)
- PROJETO MENINOS ECOLÓGICOS REPONDO O VERDE DE NOSSA TERRA (classe 36, 41, 42, 45)
- CENTRO DE EXCELÊNCIA ELEKTRO (classe 41)
- PADRÃO DE LUZ (classe 37)

### *Patentes*

Em 13/06/2000, a Elektro solicitou junto ao INPI o registro da patente “REATEST/TIP”.

### *Direito Autoral*

A Elektro protocolou, no ano de 2003, junto à Biblioteca Nacional e Escola de Belas Artes, o registro das seguintes obras:

- MANUAIS DE PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS; e
- DESENHO PASSO PADRÃO.

### **Propriedades Relevantes**

Terrenos e Edificações:

Limeira – SP

Rodovia SP-147, km 106, Bairro Ferrão

Área total: 20.923 m<sup>2</sup>

Área construída: 980 m<sup>2</sup>

Finalidade: Regional

Guarujá – SP

Rua Valéria Cicconi, nº 250

Área total: 7.840 m<sup>2</sup>

Área construída: 1.688 m<sup>2</sup>

Finalidade: Regional

Andradina – SP

Rua Engenheiro Sylvio Seiji Shimizu, nº 1.515

Área total: 11.940m<sup>2</sup>

Área construída: 2.031 m<sup>2</sup>

Finalidade: Regional

Atibaia – SP

Avenida São João, nº 1.815, Vila Carvalho

Área total: 9.570 m<sup>2</sup>

Área construída: 1.410 m<sup>2</sup>

Finalidade: Regional

Itapeva – SP

Avenida Vaticano, nº 1.073

Área total: 39.581 m<sup>2</sup>

Área construída: 3.554 m<sup>2</sup>

Finalidade: Central de Serviços de Rede (CSR)

Peruíbe – SP

Avenida 24 de Dezembro, nº 62

Área total: 2.010 m<sup>2</sup>

Área construída: 698 m<sup>2</sup>

Finalidade: Central de Serviços de Rede (CSR)

São João da Boa Vista – SP  
Rua Prudenciana de Azevedo, nº 130  
Área total: 1.749 m<sup>2</sup>  
Área construída: 947 m<sup>2</sup>  
Finalidade: Central de Serviços de Rede (CSR)

Ubatuba – SP  
Avenida Bráulio dos Santos, nº 1.111  
Área total: 2.822 m<sup>2</sup>  
Área construída: 426 m<sup>2</sup>  
Finalidade: Central de Serviços de Rede (CSR)

Mogi Guaçu – SP  
Rua Antenor de Toledo, nº 51  
Área total: 12.000 m<sup>2</sup>  
Área construída: 1.050 m<sup>2</sup>  
Finalidade: Central de Serviços de Rede (CSR)

Rio Claro - SP  
Rua 16, nº 2.358  
Área total: 7.940 m<sup>2</sup>  
Área construída: 1.258 m<sup>2</sup>  
Finalidade: Regional

### **Aspectos Ambientais**

A Elektro possui um departamento ambiental interno responsável, tanto pela gestão ambiental quanto pelo licenciamento de suas atividades, e que mantém contato com o DEPRN - Departamento Estadual de Proteção de Recursos Naturais, a CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental, ambos vinculados à Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, bem como o IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis e demais órgãos ambientais.

O departamento jurídico da Elektro é responsável por eventuais processos que versem sobre questões ambientais, no âmbito administrativo e judicial.

A Elektro não possui equipamentos que contenham a óleo ascarel e faz constante monitoramento para controlar eventuais contaminações nos equipamentos recuperados em empreiteiras. A Companhia realiza auditorias ambientais internas e externas (em empresas contratadas e principais fornecedores) e atua segundo plano de gestão de resíduos, não estando exposta a contingências significativas.

A Elektro desenvolve programas de educação e conservação ambiental com instituições e prefeituras municipais de sua área de concessão, que visam elevar a qualidade e confiabilidade do sistema elétrico de distribuição de forma associada com a preservação ambiental.

Em 30 de junho de 2005, a Elektro possuía Sistema de Gestão Ambiental aplicado nas novas Subestações, o qual era certificado pela ISO 14.001.



Dentro da dimensão ambiental, em 30 de junho de 2005 a Companhia desenvolvia os seguintes projetos:

- Programa Gestão de Resíduos: reutilização, reciclagem e destinação adequada dos resíduos resultantes do processo produtivo da Elektro;
- Projeto Meninos Ecológicos: em parceria com ONGs, DEPRN/SMA e IF/SMA, consiste na capacitação de menores carentes para atividades de meio ambiente e na produção e doação de mudas para prefeituras da área de concessão da Elektro;
- Programa Arborização Urbana: doação de mudas para prefeituras, treinamento e conscientização ambiental para planejamento e condução da arborização das cidades.

Em 30 de junho de 2005, a Elektro possuía seu Sistema de Gestão Ambiental para as novas subestações certificado pelo ISO 14.001.

### Seguros

Em 30 de junho de 2005, a Elektro mantinha as seguintes coberturas de seguros, compatíveis para os riscos das atividades desenvolvidas e são julgadas suficientes para salvaguardar os ativos e negócios da Companhia de eventuais sinistros:

<b>Riscos</b>	<b>Importância Segurada R\$ Mil</b>
Riscos operacionais.....	624.150
Responsabilidade civil terceiros.....	66.360

Em 30 de junho de 2005, a Elektro possuía três apólices de seguro, sendo duas de Responsabilidade Civil e uma de Riscos Operacionais, com vigência no período de 25 de agosto de 2004 a 25 de setembro de 2005. Em 30 de junho de 2005, a Elektro já se encontrava em processo de renovação de suas apólices de seguro, que são usualmente contratadas com um prazo de vigência de 1 ano.

A apólice de Riscos Operacionais tem cobertura de danos materiais, causados por incêndio, raio, explosão, queda de aeronave e vendaval, para subestações, pequenas hidroelétricas, prédios administrativos e subestações móveis (excluída as linhas de transmissão e a distribuição de energia elétrica da Companhia).

A cobertura para Responsabilidade Civil contra Terceiros compreende duas apólices de seguro (uma base “*claim made*” e outra “*occurrence basis*”) com cobertura geral para assegurar possíveis indenizações pagas pela Companhia, relativas a reparações por danos corporais, materiais, morais e prejuízos causados a Terceiros.

A vigência das apólices compreende o período de 25 de agosto de 2004 a 25 de setembro de 2005. A Elektro já se encontra em processo de renovação de suas apólices de seguro, que são usualmente contratadas com um prazo de vigência de 1 ano.

A apólice de Riscos Operacionais tem cobertura de danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica da Companhia.

A cobertura para Responsabilidade Civil contra Terceiros compreende duas apólices de seguro com cobertura geral para danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados pela frota de veículos da Companhia a terceiros.

## **Prêmios**

Desde o início de suas atividades até a data deste Prospecto, a Elektro recebeu diversos prêmios, destacando-se os seguintes:

### *Prêmios ABRADÉE:*

- (i) Melhor distribuidora na Região Sudeste em 2001;
- (ii) Melhor distribuidora do Brasil em 2004, entre empresas com mais de 400 mil clientes;
- (iii) Melhor gestão operacional em 2004; e
- (iv) Melhor distribuidora de energia elétrica do país em 2005, entre empresas com mais de 400 mil clientes.

### *Medalha Eloy Chaves:*

Prêmio Eloy Chaves pela melhor performance em segurança entre todas as distribuidoras de energia em 2001, 2002 e 2004.

### *Prêmios Fundação COGE*

- (i) Prêmio pelo programa de Gerenciamento Integrado de Saúde e Segurança no Trabalho em 2002; e
- (ii) Prêmio Fundação COGE na categoria Responsabilidade Social em 2004.

### *Prêmios Revista Eletricidade Moderna:*

- (i) Melhor Distribuidora do Brasil 1998;
- (ii) Melhor Distribuidora do Brasil 1999;
- (iii) Melhor Distribuidora na Região Sudeste em 1998;
- (iv) Melhor Distribuidora na Região Sudeste em 1999; e
- (v) Melhor Distribuidora na Região Sudeste em 2000.

### *Marketing Best:*

- (i) Marketing Best Company 1998; e
- (ii) Marketing Best Company 1999.

### *Revista Exame*

Escolhida pela Revista Exame como um das “150 Melhores Empresas para se Trabalhar”.

### *Revista Consumidor Moderno*

Escolhida pela Revista Consumidor Moderno como “Melhor Empresa do Setor Elétrico em Excelência em Serviços ao Cliente” em 2004.

ADVB: Prêmio ADVB em 1999 pela Associação de Vendas e Marketing do Brasil.

### *Certificações:*

- (i) Primeira distribuidora da América Latina cujo call center recebeu o certificado de ISO 9002, pela BVQI;
- (ii) Certificação OHSAS 18001 na sede da Elektro e em sua regional de Limeira – SP; e
- (iii) Certificação ISO 9001 para o Instituto Elektro.

## Instituto Elektro

A Elektro sempre atuou na área social por meio da participação em ações pontuais de seus colaboradores nas diversas localidades onde atua.

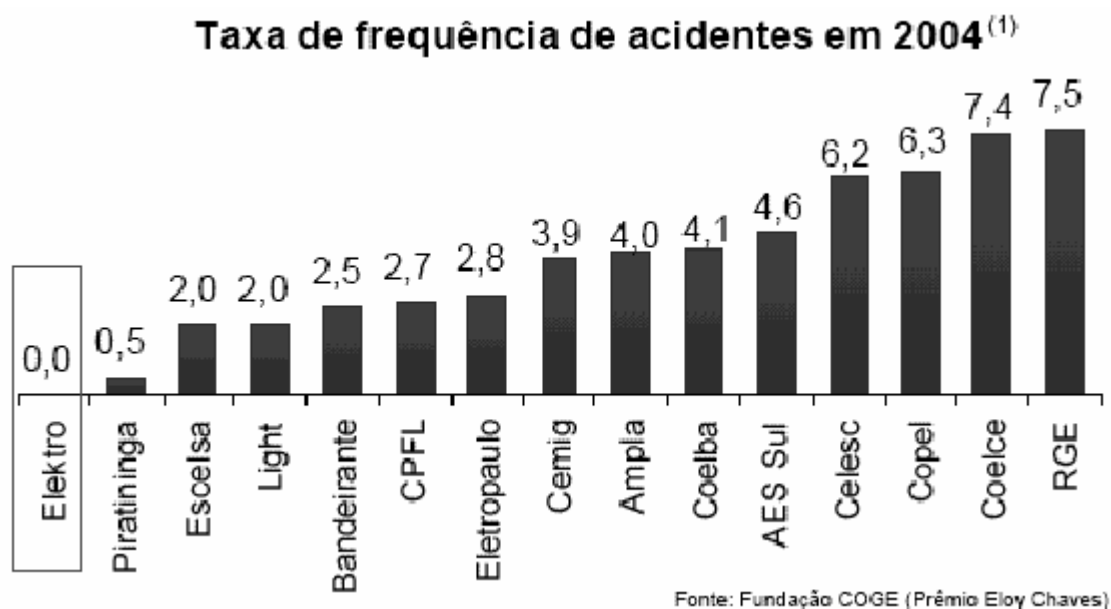
Em 1999, a Elektro criou o programa “Abrace Uma Causa” para promover a responsabilidade empresarial no seu âmbito social, já buscando atuar de forma menos assistencial.

A partir de outubro de 2003, com a criação do Instituto Elektro, que traduz o estágio de maturidade da Companhia diante de um tema tão importante, a Elektro reestruturou os programas existentes e criou novos programas visando ao alinhamento da atuação social com a sua estratégia.

O Instituto Elektro, que tem como área de atuação os municípios atendidos pela companhia, tem o objetivo essencialmente de promover o alinhamento das ações da dimensão social da responsabilidade empresarial da Elektro, com as outras duas dimensões, a ambiental e a econômica, buscando o desenvolvimento das comunidades atendidas pela empresa. Os esforços do Instituto Elektro estão concentrados nas áreas programáticas de desenvolvimento comunitário, educacional e sustentável.

## Segurança

A Elektro tem destaque no quesito segurança. Em 2004, a Elektro teve zero acidentes com afastamento, o que a fez ser a melhor empresa do setor em segurança. O gráfico abaixo apresenta a comparação da taxa de frequência de acidentes entre as maiores empresas do setor no ano de 2004:



Os constantes esforços da empresa relacionados à segurança têm sido sentidos também em 2005, com a Elektro ultrapassando a marca dos 600 dias sem acidentes com afastamento. A Elektro apresentou o segundo menor nível de inadimplência entre as grandes distribuidoras das regiões Sul e Sudeste (excluindo as verticalizadas).

## COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Após a conclusão do Processo de Reestruturação Financeira e do exercício do direito de preferência dos demais acionistas da Companhia, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 954.056.552,16, totalmente subscrito e integralizado, representado por 183.761.944.618 ações ordinárias e 203.756.600.076 ações preferenciais de sua emissão, ambas nominativas e sem valor nominal, distribuído de acordo com a tabela abaixo:

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		TOTAL	
	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)
EPC	118.620.960.790	64,55%	-	0,00%	118.620.960.790	30,61%
PEIE	13.158.443.300	7,16%	-	0,00%	13.158.443.300	3,40%
ETB	51.929.216.657	28,26%	69.070.938.437	33,90%	121.000.155.094	31,22%
PEBFL	-	0,00%	133.488.764.045	65,51%	133.488.764.045	34,45%
Outros	53.323.871	0,03%	1.196.897.594	0,59%	1.250.221.465	0,32%
<b>Total</b>	<b>183.761.944.618</b>	<b>100,00%</b>	<b>203.756.600.076</b>	<b>100,00%</b>	<b>387.518.544.694</b>	<b>100,00%</b>

### Estatuto Social

A Elektro deve submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração do seu Estatuto Social que implique na transferência de ações ou mudança do controle acionário da sociedade, restrito ao bloco de controle, equivalente a, no mínimo, 51% das suas ações com direito a voto.

### Características das Ações

Cada ação ordinária dará direito a um voto na assembléia geral da Emissora. Nos termos do Contrato de Concessão, as ações ordinárias emitidas pela Elektro poderão ser transferidas, desde que não seja alterada a titularidade do controle de seu capital votante, atualmente detido indiretamente pela Prisma Energy.

As ações preferenciais não terão direito de voto na assembléia geral, mas terão as seguintes características:

- a) prioridade de reembolso do capital, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da Companhia;
- b) direito de receber dividendos no mínimo 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias;
- c) direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, a ser eleito pelos titulares das ações preferenciais, em votação em separado; e
- d) direito de participação nos aumentos de capital, decorrentes da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

### Resgate de Ações – Histórico ANEEL e CVM

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001, foi aprovada operação de desdobramento e resgate de ações de emissão da Elektro.

O pagamento do resgate de ações ocorreu com a utilização do saldo da Reserva de Capital, Ágio na Emissão de Ações - Subscrição de Capital, no montante de R\$ 676.221 mil.

Em dezembro de 2001, os acionistas controladores concederam à Elektro a postergação dos pagamentos do resgate de ações devidos entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, ficando inalterado o cronograma de pagamento aos acionistas minoritários. O montante das parcelas postergadas seriam liquidadas integralmente no vencimento final, em junho de 2005.

De dezembro de 2001 até junho de 2004 foram pagos R\$ 1.270 mil (R\$ 128 mil no 2º trimestre de 2004) destinados exclusivamente aos acionistas minoritários.

Em 03 de fevereiro de 2003, a Elektro recebeu da ANEEL, o Termo de Notificação 033/2003 e o relatório de fiscalização nº 19/02, datado de 30 de dezembro de 2002, determinando o desfazimento integral da operação de desdobramento e resgate de ações, aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001, com conseqüente estorno contábil dos lançamentos, adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos.

Com base em parecer de seus assessores legais, em 18 de fevereiro de 2003 a Elektro protocolou recurso administrativo na ANEEL a respeito das determinações do referido relatório de fiscalização.

Em 21 de junho de 2004, a ANEEL encaminhou Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF no montante de R\$ 4.284 mil, referente ao respectivo Termo de Notificação 033/2003 e os fatos apontados no relatório de fiscalização nº19/02 de 30 de dezembro de 2002.

Com base em parecer de seus assessores legais, a Elektro interpôs recurso na ANEEL contra a imposição de penalidade determinada no Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF em 16 de julho de 2004, e está aguardando manifestação da agência reguladora.

Tendo em vista que a operação de resgate de ações continua em discussão com a ANEEL, os acionistas controladores e a Elektro celebraram acordo suspendendo os pagamentos da operação de resgate de ações até a conclusão da análise por parte da ANEEL. A Elektro com isso, não efetuou os pagamentos devidos ao longo do exercício de 2004, totalizando R\$ 137.479 mil.

A Elektro também recebeu o Ofício CVM/SEP/GEA-1/Nº 147/03 em 14 de março de 2003, questionando o embasamento legal da referida operação de resgate de ações acima referido. Com base em parecer de seus assessores legais, a Elektro, protocolou em 27 de março de 2003, resposta ao questionamento da CVM.

Em 3 de abril de 2003, a Superintendência de Relações de Empresas da CVM, instaurou o processo RJ-2003-2367, e encaminhou o processo ao Colegiado da referida Autarquia com o objetivo de obter opinião sobre a legalidade do resgate das ações. Conforme ata da reunião do Colegiado realizada em 4 de novembro de 2003, a operação de resgate estava de acordo com todas as formalidades jurídicas e contábeis necessárias (o inteiro teor da referida ata pode ser obtida no site [www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)).

Na Assembléia Geral de 25 de julho de 2005, foi aprovado o aumento de capital da Elektro, no âmbito do Processo de Reestruturação Financeira, no valor de cerca de R\$ 1.111 milhões.

O preço de emissão e de subscrição das ações da Elektro em referido aumento de capital foi de R\$ 4,4500 por lote de mil ações de emissão da Companhia, dos quais R\$ 2,0713 foram destinados

para a formação de reserva de capital, de acordo com os termos do artigo 14, parágrafo único da Lei das Sociedades por Ações.

A reserva de capital constituída por ocasião do aumento de capital descrito acima foi utilizada pela Elektro para o provisionamento do ágio decorrente da incorporação da Terraço, nos termos das Instruções CVM nº 319/1999 e 340/2001. Por determinação da ANEEL, a Elektro deverá provisionar o ágio fundamentado pela perspectiva de resultado futuro, com a constituição de provisão equivalente, no mínimo, à diferença entre o valor do ágio e o benefício fiscal decorrente de sua amortização.

Dessa forma, a Elektro efetuou a provisão de 66% do saldo do ágio, equivalente a aproximadamente R\$ 469 milhões. Considerando-se que a amortização do ágio, fundamentada nos resultados futuros, foi no valor de cerca de R\$ 710 milhões, o valor líquido do ágio após a provisão é de aproximadamente R\$ 241 milhões.

### **Política de Distribuição de Dividendos**

Conforme previsto no Estatuto Social da Companhia, a distribuição de dividendos é condicionada aos limites fixados pela Lei das Sociedades por Ações, quer quantitativamente, quer quanto à periodicidade de sua distribuição, sendo que o dividendo obrigatório é de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado.

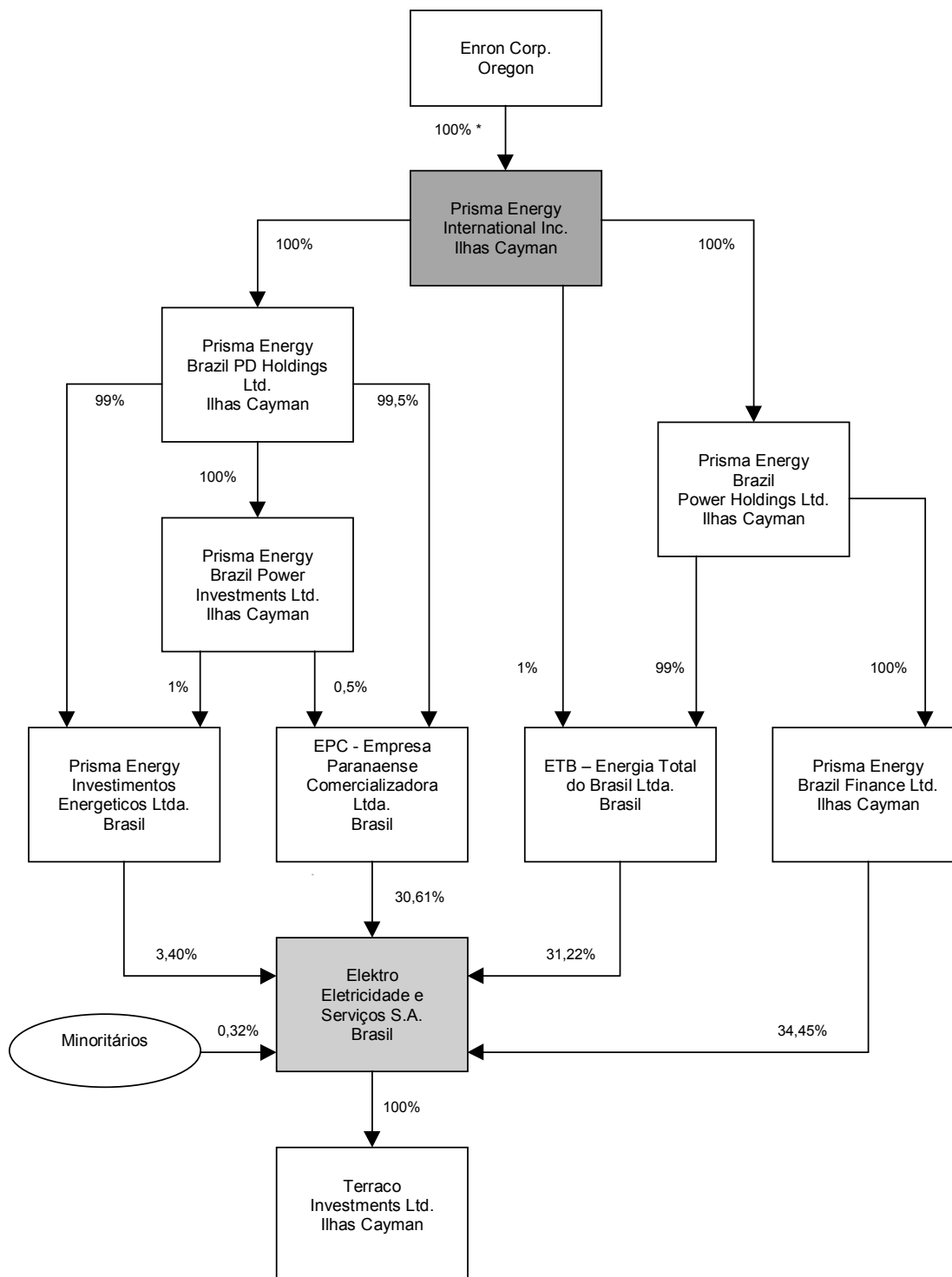
Nos termos da Escritura de Emissão, a Elektro deverá observar certos índices mínimos para efetuar a distribuição de dividendos a seus acionistas enquanto as Debêntures estiverem em circulação (ver seção “Anexos – Escritura de Emissão”). O pagamento de dividendos pela Elektro sem a observância de tal sistemática acarretará o vencimento antecipado das Debêntures, bem como das respectivas garantias.

A única distribuição de dividendos da Companhia desde sua constituição ocorreu em 1999, equivalente a 25% do lucro líquido do exercício encerrado em 1998 (após a constituição da reserva legal). O dividendo mínimo foi declarado tão somente aos acionistas não integrantes do bloco de controle, sendo que a parte do dividendo provisionado, que seria devida aos acionistas controladores (EPC, PEIE, ETB e Enron Brazil Power Investments V Ltd.) teve o tratamento de lucros acumulados. Foram declarados dividendos no montante de R\$ 66.146,00, distribuídos unicamente aos acionistas não integrantes do bloco de controle.

Nos anos seguintes não houve lucro passível de ser distribuído na forma de dividendos.

## Estrutura Organizacional

O organograma abaixo apresenta a estrutura organizacional da Emissora na data deste Prospecto:



\* Participação detida direta e indiretamente.

## Operações com Partes Relacionadas

Em 30 de junho de 2005, a Elektro apresentava as seguintes operações com partes relacionadas, todas realizadas obedecendo às condições de mercado à época da sua respectiva realização:

Credores	CIRCULANTE - R\$ mil		LONGO PRAZO - R\$ mil					
	30/06/2005	31/03/2005	30/06/2005			31/03/2005		
	Encargos	Encargos	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total
<b>Moeda Nacional</b>								
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	78	1.065	39.897	7.572	47.469	39.816	7.572	47.388
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>								
Prisma Energy Brazil Finance Ltd. ....	2.448	2.677	587.600	-	587.600	494.180	159.447	653.627
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda....	-	436	-	-	-	80.461	27.524	107.986
Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda.....	-	49	-	-	-	8.973	3.069	12.041
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (I).....	-	449	-	-	-	82.937	28.371	111.308
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (II) .....	1.169	18.559	500.846	75.997	576.843	568.140	86.208	654.348
	3.617	22.170	1.088.446	75.997	1.164.443	1.234.691	304.619	1.539.310
<b>Total.....</b>	<b>3.695</b>	<b>23.235</b>	<b>1.128.343</b>	<b>83.569</b>	<b>1.211.912</b>	<b>1.274.507</b>	<b>312.191</b>	<b>1.586.698</b>

### Descrição das Operações com Partes Relacionadas

Em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 18 de janeiro de 1999, foi aprovada a incorporação, pela Elektro, de sua então controladora, Terraço. A Terraço foi criada com a finalidade específica de adquirir participação na Elektro na época da privatização.

Como consequência da incorporação da Terraço, foi transferida para a Elektro a dívida denominada em dólares que totalizava US\$ 500.000 mil, dividida em 2 tranches (“Dívida da Aquisição da Elektro”):

1ª Tranche - US\$ 250.000 mil, sem encargos financeiros; e

2ª Tranche - US\$ 250.000 mil, com juros de 15% a.a., pagáveis trimestralmente.

Estes financiamentos foram contratados junto à TIL, com sede em Ilhas Cayman, que captou recursos no exterior visando a aquisição da Elektro. Com a incorporação, a TIL passou a ser uma subsidiária integral da Elektro.

No segundo trimestre de 1999, os Controladores da Elektro, assumiram a primeira tranche da Dívida da Aquisição da Elektro junto à TIL, no montante de R\$ 430.500 mil (equivalente à US\$ 250.000 mil), e cuja parcela foi objeto de capitalização em 27 de maio de 1999, equivalente a R\$ 429.650 mil (ver seção “Histórico da Companhia - Geral”).

### Pré-Pagamento da Dívida com a ELETROBRÁS

Em 23 de dezembro de 1999, a Elektro transferiu para a ETB a totalidade de suas obrigações para com a ELETROBRÁS. Nesta mesma data, por sua vez, a ETB quitou integralmente tal débito. As negociações envolvendo a concordância de todas as partes possibilitaram à Elektro um ganho equivalente a cerca de 15% do saldo devedor do débito para com a ELETROBRÁS. Esta operação foi aprovada pela ANEEL em 20 de dezembro de 1999, através do Ofício nº 952/1999-DR/ANEEL e do Despacho nº 538, ambos de 20 de dezembro de 1999.

Em 23 de dezembro de 1999, a ETB emitiu uma nota (*Fixed Rate Note*) em igual valor de US\$ 213 milhões em favor da Enron Development Funding Ltd., adquirida posteriormente pela Enron em 19 de junho de 2000, que por sua vez a vendeu à IntesaBci, antiga denominação da Intesa, com sede na Itália, em 5 de julho de 2000.



A Elektro, em face dos benefícios que lhe foram concedidos para pagamento da dívida, na forma da operação de reestruturação, concordou em participar como garantidora e avalista das obrigações da ETB para com a Intesa.

Em contrapartida à assunção das obrigações para com a ELETROBRÁS pela ETB, a Elektro contratou os seguintes débitos junto a ETB: (i) R\$ 21,0 milhões, sujeitos à correção anual pelo IGP-M, acrescidos de juros de 10% a.a., e (ii) US\$ 213,1 milhões (equivalentes a cerca de R\$ 387,4 milhões pela taxa de câmbio da época), indexados ao dólar norte-americano, sujeitos a juros de 12% a.a. Ambas parcelas tinham um único pagamento de principal ao final do oitavo ano, qual seja, em 23 de dezembro de 2007, sendo os juros pagos semestralmente, iniciando-se em 23 de junho de 2000.

#### *Reestruturação de Dívidas e Obrigações com Partes Relacionadas*

Desde o final do exercício de 2001, a Elektro vem consolidando processo de reestruturação de dívidas e obrigações devidas às empresas controladas indiretamente pela Enron, o que representa relevante reorganização de seu fluxo de caixa e amplia a sua liquidez e capacidade de investimento:

#### Reestruturação de Dívidas e Obrigações em 2001

Em 4 de dezembro de 2001, as empresas credoras ligadas à Elektro concederam prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, conforme segue:

- a) R\$ 236,6 milhões, que correspondiam a US\$ 81,9 milhões em 31 de dezembro de 2003, referentes aos juros sobre a dívida em moeda estrangeira, cujo principal correspondia a US\$ 250 milhões contratada junto à EBPH IV e os Controladores;
- b) R\$ 7,5 milhões referentes aos juros sobre a dívida no montante de R\$ 21 milhões contratada junto à ETB;
- c) R\$ 186,9 milhões, que correspondiam a US\$ 64,7 milhões em 31 de dezembro de 2003, referentes aos juros da dívida em moeda estrangeira, cujo principal correspondia a US\$ 213 milhões contratada junto à ETB; e
- d) R\$ 267 milhões relativos às parcelas da operação de resgate de ações devidas aos Controladores.

Tais valores foram postergados, respectivamente, para pagamento em dezembro de 2008, no caso do item (a), dezembro de 2007, no caso dos itens (b) e (c), e junho de 2005, no caso do item (d).

#### Reestruturação de Dívida ETB em 2002

Em dezembro de 2002, foi concluído novo processo de reestruturação da dívida no montante de US\$ 213 milhões com a ETB, em função de negociações havidas entre ETB, Intesa (compradora da nota representativa da Dívida ETB), Enron e Elektro, que proporcionaram à Elektro:

- a) extensão do prazo de pagamento do principal, em 11 parcelas semestrais, a partir de 23 de dezembro de 2007 e com término em 23 de dezembro de 2012;

- b) pagamento de juros semestrais à taxa de 12% a.a. entre junho de 2004 e junho de 2007, não havendo incidência de quaisquer juros ou encargos sobre o principal a partir de dezembro de 2007;
- c) desconto de 37,6% sobre o valor total dos juros postergados referentes aos exercícios de 2002, 2003 e os juros vencíveis em dezembro de 2007, totalizando um desconto de US\$ 24,4 milhões, e pagamento do valor remanescente de US\$ 40,4 milhões também em 11 parcelas semestrais vincendas entre 23 de dezembro de 2007 e 23 de dezembro de 2012; e
- d) pagamento dos juros originalmente vincendas em 23 de dezembro de 2001, em 23 de junho de 2004, sem incidência de quaisquer juros ou encargos adicionais.

A operação de reestruturação contou com a aprovação da ANEEL, por meio do Ofício 1275/2002 e também da Corte de Falência do Distrito Sul de Nova Iorque, onde foi conduzido processo de proteção falimentar com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América (ver seção “Reestruturação do Grupo Enron”).

Conforme as condições contratuais firmadas entre Elektro, ETB, Enron e Intesa, a Elektro constituiu caução de fundos que têm valores mensais variáveis, de acordo com as condições acordadas no referido Contrato de Caução, podendo variar entre o equivalente, em Reais, a US\$ 1,1 milhão até US\$ 5,8 milhões, sendo que o valor da caução não poderá ultrapassar 15% da receita bruta mensal da Elektro. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor da Elektro neste Contrato era de R\$ 23.714 mil.

Em novembro de 2004, a Intesa cedeu para o Citigroup Financial Products Inc. todos os seus direitos e obrigações vinculadas à nota de US\$ 213 milhões devida pela ETB. Todas as cláusulas contratuais permaneceram as mesmas, não ocasionando nenhum ônus adicional para a ETB e a Elektro, que são partes desta operação.

Em 23 de junho de 2005, o Citigroup Financial Products Inc. cedeu e transferiu seus direitos e obrigações decorrentes da nota de US\$ 213 milhões para a Prisma Energy, atual credora da ETB com relação à aludida dívida.

## **Relacionamento com os Coordenadores**

Exceto pela presente Oferta e pelas operações listadas abaixo, em 30 de junho de 2005 os Coordenadores, e/ou suas coligadas, não possuíam qualquer outro tipo de relação com a Emissora:

### Itaú BBA

Na data deste Prospecto, o Itaú BBA mantinha relacionamento com a Emissora por meio da Cédula de Crédito Bancário emitida pela Elektro em seu favor em 04 de julho de 2005, no valor de R\$ 250 milhões, conforme descrito na seção “O Processo de Reestruturação Financeira” acima.

Emitente da Cédula de Crédito Bancário:	Elektro
Credor:	Itaú BBA
Valor:	R\$250 milhões
Início:	08 de julho de 2005
Término:	04 de janeiro de 2006
Taxa:	CDI + 2,25% a.a.
Garantia:	Cessão Fiduciária de direitos de crédito da Elektro, para garantir o pagamento dos juros incidentes sobre o principal da cédula

### Unibanco

Na data deste Prospecto, o Unibanco mantinha relacionamento com a Emissora por meio da Cédula de Crédito Bancário emitida pela Elektro em seu favor em 04 de julho de 2005, no valor de R\$ 250 milhões, conforme descrito na seção “O Processo de Reestruturação Financeira” acima.

Emitente da Cédula de Crédito Bancário:	Elektro
Credor:	Unibanco
Valor:	R\$ 250 milhões
Início:	08 de julho de 2005
Término:	04 de janeiro de 2006
Taxa:	CDI + 2,25% a.a.
Garantia:	Cessão Fiduciária de direitos de crédito da Elektro, para garantir o pagamento dos juros incidentes sobre o principal da cédula

### Banco Itaú S.A.

A Emissora celebrou uma operação de BNDES-FINEM – Financiamento de Empreendimentos, com o Banco Itaú, controlador do Itaú BBA, em 16 de dezembro de 2000, nos seguintes termos e condições:

Devedor:	Elektro
Credor :	Banco Itaú S.A.
Valor:	R\$ 23.589.092,82
Início:	16 de dezembro de 2000
Término:	15 de novembro de 2006
Taxa:	Até 15/12/2003: TJLP+3,85% a.a. A partir de 15/12/2003: TJLP+4,35% a.a.
Garantia:	vinculação de parcela de receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica.

## **Administração**

A Emissora é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, sendo que em 30 de junho de 2005, o seu Conselho de Administração era composto por 5 membros efetivos e 5 membros suplentes, e sua Diretoria por 7 membros.

### **Conselho de Administração**

De acordo com o Estatuto Social da Emissora, o Conselho de Administração deve ser composto de no mínimo 4 e no máximo 7 membros, sendo 1 membro eleito pelos empregados da Emissora, na forma do disposto no Artigo 31, inciso IX do seu Estatuto Social. Poderão ainda ser eleitos no mínimo 2 e no máximo 6 membros suplentes (cargos estes que poderão ficar vagos), ressalvada a eleição de mais 1 membro suplente pelos empregados da Emissora, também na forma prevista no Artigo 31, inciso IX do seu Estatuto Social. Os membros efetivos e suplentes serão acionistas, com mandato de 3 anos, eleitos e destituíveis pela Assembléia Geral, podendo ser reeleitos, sendo um eleito como Presidente.

O Conselho de Administração da Elektro é responsável, entre outras matérias, por:

- a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- b) eleger e destituir os Diretores da Companhia e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto no Estatuto;
- c) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando a qualquer tempo os livros e documentos da Companhia e solicitando informações sobre os atos da administração;
- d) convocar a Assembléia Geral;
- e) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e contas da Diretoria e sobre a proposta de destinação do resultado do exercício;
- f) manifestar-se previamente sobre qualquer proposta que a Diretoria pretenda submeter à deliberação da Assembléia Geral;
- g) aprovar o orçamento de investimento de cada exercício social;
- h) aprovar a aquisição, alienação ou oneração de bens, móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da Companhia, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da Companhia;
- i) deliberar sobre a negociação com as próprias ações da Companhia, nos casos permitidos por lei;
- j) deliberar sobre o pagamento de dividendos intermediários ou intercalares;
- k) deliberar sobre o pagamento de juros a título de remuneração do capital próprio;
- l) escolher os auditores externos;

- m) aprovar o regimento interno e os regulamentos da Companhia; e
- n) coordenar o atendimento e as relações com os órgãos de classe ou governamentais para serem promovidas pela Diretoria, indicando, quando for o caso, o Diretor encarregado de tais atos.

### *Composição*

O Conselho de Administração da Elektro tem a seguinte formação, na data deste Prospecto:

<b>Membro Efetivo</b>	<b>Cargo</b>	<b>Data de Posse</b>	<b>Prazo do Mandato</b>
Orlando R. González	Presidente do Conselho	09/05/2005	08/05/2008
Ronald W. Haddock	Conselheiro	09/05/2005	08/05/2008
Vicky Lynn Martinez	Conselheira	09/05/2005	08/05/2008
João Carlos Ribeiro de Albuquerque	Conselheiro	31/08/2005	08/05/2008
Claudinei Donizetti Ceccato	Conselheiro	22/01/2003	22/01/2006
<b>Membro Suplente</b>	<b>Cargo</b>	<b>Data de Posse</b>	<b>Prazo do Mandato</b>
Carlos Marcio Ferreira	Conselheiro	09/05/2005	08/05/2008
Rinaldo Pecchio Jr.	Conselheiro	09/05/2005	08/05/2008
João Gilberto Mazzon	Conselheiro	09/05/2005	08/05/2008
Airton Ribeiro de Matos	Conselheiro	09/05/2005	08/05/2008
Christiano Garcia Dias Telles	Conselheiro	22/01/2003	22/01/2006

### *Experiência Profissional e Endereço Comercial*

A seguir consta breve descrição da formação, qualificação e experiência profissional de cada membro efetivo do Conselho de Administração da Emissora, todos com endereço comercial na Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América, 13053-024, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo.

#### Conselheiros Efetivos

*Orlando R. González*, Presidente da Prisma Energy América do Sul Ltda. e da Elektro. Também responsável pela condução dos negócios da Prisma Energy no cone sul. Anteriormente à Prisma, atuou na *Champion International Corporation* durante 9 anos, tendo exercido os cargos de Vice Presidente Financeiro e de Planejamento e Vice Presidente do Projeto Expansão – Três Lagoas, ambos em Mogi Guaçu/SP, e Vice Presidente – Análise Corporativa, em Stamford/CT – EUA. Em 30 de junho de 2005, era também Presidente do Conselho de Administração da Elektro, membro do Comitê Executivo da Prisma Energy, Presidente do Conselho de Administração da ABRADÉE, membro do Conselho da Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica – CBIEE e membro do Conselho de Administração da AMCHAM - Câmara Americana de Comércio – São Paulo. Formado pela Lehigh University – EUA, em 1974, com mestrado em Administração (MBA) pelo “Amos Tuck School - Dartmouth College” – EUA em 1977.

*Ronald W. Haddock*, Presidente Executivo da Prisma Energy e presidente de seu Conselho de Administração, além de ser membro do Conselho de Administração da Alon Energy USA, Southwest Securities, Adea Solutions e Safety Kleen. Formado em Engenharia Mecânica pela Universidade de Purdue em 1963. Iniciou sua carreira na Exxon, de 1963 a 1986, chegando a Vice-Presidente e Diretor da Exxon Eastern. Ingressou na FINA nos Estados Unidos da América em 1986, como Vice-Presidente Executivo e Diretor de Operações. Foi Presidente da FINA de 1989 até 2000, quando se desligou da empresa por motivo de aposentadoria.

*Vicky Lynn Martínez.* General Counsel da Prisma Energy América do Sul Ltda. Ingressou na Enron em 1997, onde atuou no Departamento Jurídico e desenvolveu projetos de gasodutos, termelétricas e privatizações em sete países da América Central e América do Sul, acumulando mais de 25 anos de experiência na área de energia em diversos países e em diferentes posições, incluindo a de Diretora Jurídica, de Regulação e de Marketing Internacional. Coordenou também a área Jurídica nos projetos da *joint-venture* BTB (British Gas, El Paso, e Broken Hill Proprietary) iniciando os projetos das termelétricas de Araucária, no Paraná e Macaé, no Rio de Janeiro. Atuou como Superintendente Jurídica da Elektro do início de 2002 até junho de 2004. Formada em Letras na Central State University em Edmond, Oklahoma, em 1979, a Sra. Vicky tem pós-graduação em Direito Internacional pela Universidade de Houston, especializando-se nas áreas de Energia e Contratos. Formou-se como “Juris Doctor” em 1995. Kursou MBA em Regulação, Defesa da Concorrência e Concessões na Fundação Getúlio Vargas no Rio de Janeiro entre 2000 e 2001.

*João Carlos Ribeiro de Albuquerque.* Engenheiro Eletricista formado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Pernambuco-UFPE (1970), com Pós-graduação em Sistemas de Potência na COPPE-UFRJ (1973), tendo ainda os seguintes cursos de extensão: Curso Avançado de Operação e Planejamento de Sistemas Elétricos, realizado na COPPE-UFRJ e Universidade de Waterloo em Ontário, Canada (1978); Curso de extensão em Planejamento Energético com Ênfase em Usinas Nucleares na Agência Internacional de Energia Atômica (AEIA) em Rabat, Marrocos (1987); Curso de extensão em Gerência de Empresas Públicas na Universidade de Harvard (1994); co-autor do livro "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", EDUFF-Editora Universitária - Universidade Fluminense (1990). Engenheiro da Companhia Hidroelétrica do São Francisco-CHESF, de 1971 a 1975. Engenheiro da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS, a partir de 1975, tendo ocupado as funções de Gerente da Divisão de Programação da Geração, Gerente do Departamento de Estudos Energéticos e Assistente da Diretoria de Planejamento e Engenharia. Foi Coordenador do Comitê Técnico de Estudos Energéticos-CTEE, do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e Secretário Executivo do mesmo grupo. Nos trabalhos de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, foi membro do Grupo de Apoio Técnico da Coordenação da Reforma do Setor Elétrico e Coordenador do Grupo de Trabalho a cargo do Agente do Planejamento Indicativo. Na Elektro desde fevereiro de 1999, ocupou os cargos de Diretor Comercial e de Marketing, de Suprimento de Energia e Comercial e de Suprimento de Energia, sendo atualmente Vice Presidente Comercial da Prisma Energy América do Sul.

*Claudinei Donizetti Ceccato.* Na Elektro desde 1998, atua na área de pré-operação onde desenvolvia atividades relacionadas ao planejamento de desligamentos e serviços programados no Sistema Elétrico. Diretor do Sindicato dos Eletricistas de Campinas e o representante dos empregados no Conselho de Administração da Elektro desde fevereiro de 2003. Formou-se em Publicidade e Propaganda pela Universidade Metodista de Piracicaba, em 1994. Possui 2º grau Técnico em Eletrotécnica pela Escola Prof. Armando Bayeux da Silva, em 1986. Como funcionário da CESP entre 1988 e 1997, iniciou sua carreira como eletricista de redes e linhas em Rio Claro.

#### Conselheiros Suplentes

*Carlos Marcio Ferreira.* Diretor Executivo da Elektro, sendo responsável pela coordenação e implementação de estratégias nas áreas de Operações, Distribuição Financeira e Recursos Humanos e Infra-estrutura. Anteriormente, atuou na International Paper durante 31 anos, tendo exercido os cargos de Vice-Presidente Sênior de Controladoria em Mogi-Guaçu/SP, Diretor de Desenvolvimento Estratégico em Campinas/SP e várias funções de Gerência em fábricas nos EUA e também no Escritório Central em Stamford, CT. Desde 1996 participou anualmente de vários Seminários de Treinamento Executivo ministrados pela Harvard Business School e Dartmouth Tuck

School – EUA. Formado em Administração de Empresas e Ciências Contábeis pela FAE Faculdade de Administração e Economia – São João da Boa Vista/SP em 1987, com especialização em Finanças pela FGV – Fundação Getúlio Vargas – São Paulo/SP em 1993.

*Rinaldo Pecchio Jr.* Vide na seção “Diretoria” abaixo a experiência profissional do Sr. Rinaldo Pecchio.

*João Gilberto Mazzon.* Gerente da área de Planejamento Comercial, que engloba as áreas de Planejamento de Mercado, Mercado Atacadista e Eficientização Energética da Emissora. Na Elektro desde novembro de 1999, exerceu também as gerências das áreas Empresarial/Institucional, Suprimento de Energia, Superintendência de Assuntos Regulatórios e Suprimento de Energia. Funcionário da CESP a partir de janeiro de 1979, tendo atuado em diversas áreas, destacando-se Planejamento da Expansão da Geração, Gerência da área de Parcerias e Negócios e Coordenadoria Executiva da Presidência. Destacam-se as seguintes responsabilidades nessa empresa: coordenador do procedimento licitatório para a escolha de parceiros privados para a conclusão de Canoas I/II e na montagem do consórcio responsável pelas obras; Coordenador do processo de privatização das empresas Elektro, Tietê e Paranapanema no âmbito da CESP. Foi membro do Conselho Deliberativo do Instituto de Energia e Eletrotécnica da USP. Formado em Engenharia Elétrica-Eletrotécnica pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo em 1978, com Especialização em Planejamento da Expansão e da Operação na Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP em 1987.

*Airton Ribeiro de Matos.* Controller da Elektro, tendo assumido o referido cargo a partir de março de 2003. Na Elektro desde junho de 2000, atuou como Gerente de Custos e Orçamento até agosto de 2001 e como Gerente de Contabilidade Corporativa até março de 2003. Iniciou a carreira na empresa Champion Papel e Celulose em 1981, onde permaneceu por 19 anos na área financeira, sendo seu último cargo o de Gerente Financeiro. Formado em Ciências Contábeis pela FAE - Faculdade de Administração de Empresas em 1987. Concluiu curso de MBA - Finanças Corporativas pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais - IBMEC em 2004.

*Christiano Garcia Dias Telles.* Técnico Especializado Júnior na área de Projetos da Elektro, ligado à área de Empreendimentos da Emissora, onde ingressou em 1999. Também atua como Diretor do Sindicato dos Eletricitários de Campinas, sendo membro suplente no Conselho de Administração da Elektro desde fevereiro de 2003 e ocupava o cargo de membro suplente do Representante dos Empregados da Companhia. Trabalhou na CESP entre 1991 e 1998, ingressando como menor aprendiz. Formado em Eletrotécnica pelo Colégio Comercial de Votuporanga, em 2000.

## **Diretoria**

Os Diretores da Emissora são responsáveis pelo dia-a-dia de sua administração e são eleitos pelo Conselho de Administração da Companhia para um prazo de mandato de até 3 anos, podendo ser reeleitos. Nos termos do Estatuto Social da Emissora, a Diretoria da Elektro pode ser composta de até 08 membros, sendo 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, 1 Diretor de Operações, 1 Diretor de Assuntos Regulatórios, 1 Diretor de Recursos Humanos e Administração, 1 Diretor Comercial e de Suprimento de Energia e 2 Diretores sem designação específica.

### *Composição*

Segue abaixo a lista dos membros da Diretoria da Elektro em 30 de junho de 2005, contendo os respectivos cargos, datas de posse, prazos do mandato.

<b>Nome</b>	<b>Cargo</b>	<b>Data de Posse</b>	<b>Prazo do Mandato</b>
Orlando R. González	Diretor Presidente	02/07/2005	01/07/2007
Carlos Marcio Ferreira	Diretor	29/11/2004	01/07/2007
Rinaldo Pecchio Jr.	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	02/07/2005	01/07/2007
Anis Abdelnor	Diretor	02/07/2005	01/07/2007
Celso Arras Minchillo	Diretor de RH e de Administração	02/07/2005	01/07/2007
Francisco Alfredo Fernandes	Diretor de Operações	02/07/2005	01/07/2007
Luiz Otávio Assis	Diretor Comercial e de Suprimento	10/08/2005	01/07/2007
Henriques	de Energia		
Luiz Sérgio Assad	Diretor de Assuntos Regulatórios	02/07/2005	01/07/2007

### *Experiência Profissional e Endereço Comercial*

A seguir consta breve descrição da qualificação de cada membro da Diretoria da Elektro, todos com endereço comercial na Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América, 13053-024, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo.

*Orlando R. González.* Vide na seção “Conselho de Administração” acima a experiência profissional do Sr. González.

*Carlos Marcio Ferreira.* Vide na seção “Conselho de Administração” acima a experiência profissional do Sr. Carlos Marcio Ferreira.

*Rinaldo Pecchio Jr.* Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia, tendo assumido o cargo em dezembro de 2003. Até dezembro de 2003, atuou como controller da Elektro. Iniciou a carreira como auditor na Arthur Andersen, no ano de 1985, permanecendo até o ano de 1989, quando transferiu-se para a Champion Papel e Celulose Ltda., onde ocupou o cargo de Gerente de Contabilidade Corporativa até o mês de setembro de 1998. Durante o período de setembro de 1998 a abril de 1999, ocupou o cargo de Controller da Tetra Pak Ltda. Na Elektro deste abril de 1999. Formado em Economia pela Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP em 1986 e em Ciências Contábeis pela Pontifícia Universidade Católica de Campinas – PUCCAMP em 1990. Concluiu o curso MBA – Finanças pelo Instituto Brasileiro do Mercado de Capitais - IBMEC em 1993.

O Diretor de Relações com Investidores da Elektro pode ser contatado da seguinte forma:

Endereço Comercial:	Rua Ary Antenor de Souza, 321, Jd. Nova América CEP 13053-024 - Cidade de Campinas-SP
Telefone:	(19) 3726-1090
Fax:	(19) 3726-1564
Endereço eletrônico:	<a href="mailto:rinaldo.pecchio@elektro.com.br">rinaldo.pecchio@elektro.com.br</a>
Site da Elektro na Internet:	<a href="http://www.elektro.com.br">www.elektro.com.br</a>



*Anis Abdelnor.* Diretor de Distribuição da Companhia, tendo assumido este cargo em novembro 2003, após ter atuado como Gerente de Serviços Técnicos e Comerciais desde janeiro de 1998. Trabalhou na CESP entre 1988 e 1997, sendo supervisor na área técnica de 1988 a 1993 e gerente técnico de 1994 a 1997. Engenheiro da empresa ALUSA (Alumínio Engenharia Comércio e Indústria S.A.) nos anos de 1986 e 1987, e Engenheiro no DNAEE entre os anos de 1983 e 1986. Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de São Paulo – SP (1981), com pós-graduação em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie – SP (1985), tendo ainda os seguintes cursos: Curso de Especialização em Engenharia da Qualidade pela Fundação Armando Alvares Penteado (1994), Administração Financeira (1998) e MBA Executivo (2001) pela Fundação Getúlio Vargas.

*Celso Arras Minchillo.* Diretor de Recursos Humanos e Infra-estrutura, sendo também responsável pela área de Tecnologia da Informação, Suprimentos e Logística, tendo ingressado na Elektro em 2000, após ter ocupado o cargo de presidente da Duke Energy International Geração Paranapanema S.A. Tem 25 anos de experiência no setor de energia, iniciados na CESP, onde foi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores. Participou da coordenação do processo de privatização da Companhia. Formado em Administração de Empresas e Pós-graduado em Gestão de Negócios em Energia.

*Francisco Alfredo Fernandes.* Engenheiro Eletricista, formado pela Escola de Engenharia de Barretos (SP) em 1977, com Pós-graduação em Administração – “Gestão de Negócios”, Fundação Getúlio Vargas (FGV) e Universidade de São Paulo (USP), concluído em 1996, e especializações em Engenharia de Distribuição e Qualidade pelas Universidades Mackenzie (1982), Universidade Federal de Santa Catarina (1985 e 1992) e Universidade da Fundação Armando Alvares Penteado – FAAP (1990). Ingressou na CESP em 1978, onde exerceu as funções de Gerente de Planejamento e Obras (1993 a 1998), Gerente Setor Técnico de Votuporanga (1990 a 1992), Gerente do Distrito de Votuporanga (1989 a 1990), e diversos cargos de supervisão técnica em Jupiá, Mogi Guaçu e Rio Claro (1978 a 1989). Na Elektro desde 1998, exerceu os cargos de Gerente de Engenharia e Gerente de Planejamento no período de 1998 a 2000, quando assumiu a Diretoria de Operações.

*Luiz Otavio Assis Henriques.* Diretor Comercial e de Suprimento de Energia, sendo engenheiro eletricista formado pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP (1980), com Pós-graduação em Planejamento Energético e Modelo de Privatização Britânico pela De Monfort University of Leicester - Inglaterra, tendo ainda os seguintes cursos de extensão: Curso de Planejamento em Distribuição de Energia Elétrica realizado pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG -em convênio com a Eletrobrás, Curso de Engenharia da Qualidade realizado pela Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Curso de Planejamento Energético pela Fundação Getúlio Vargas de São Paulo, curso de Power Marketing e Derivates pela Paradigm em convênio com a Enron. Engenheiro da CESP desde 1981, tendo ocupado as funções de Gerente Técnico da regional de Itapeva, gerente de Planejamento e Operações de Sistemas Elétricos, Gerente Comercial da Regional de Atibaia, Gerente de Planejamento e Controle do Departamento Leste, Gerente Regional de Atibaia. Após a criação da Elektro ocupou o cargo de Gerente de Novos Negócios. A partir de 1999 até 2002 foi Diretor de Trading e Risco da Enron em São Paulo. Após este período retornou para a Elektro, onde exerceu os cargos de Gerente de Suprimento de Energia e Gerente Comercial e de Suprimento de Energia até 10 de agosto de 2005, quando assumiu a Diretoria Comercial e de Suprimentos de Energia.

*Luiz Sérgio Assad.* Diretor de Assuntos Regulatórios, tendo ingressado na Companhia em maio de 1999 já com esta função. Atuou como Comissário Geral da Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, de 1998 a 1999. Foi Chefe de Gabinete da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (1995-1996) e coordenou o projeto de estruturação e implantação da Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE. Atuou como membro do Conselho Fiscal da COMGAS e Eletropaulo.

Na Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, atuou durante 22 anos em cargos de coordenação e gerência nas áreas de operação do sistema elétrico, mercado de energia elétrica, estudos tarifários, planejamento econômico-financeiro e empresarial, estudos energéticos e de relações institucionais. Foi Consultor do Secretário Nacional de Energia do MME. Estatístico formado pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, possui vários trabalhos publicados em revistas especializadas e participou de congressos no Brasil e exterior sobre energia elétrica e gás canalizado.

### **Existência de Relação Familiar**

Em 30 de junho de 2005, os membros do Conselho de Administração da Emissora e de sua Diretoria não tinham, entre si ou com a acionista controladora da Emissora, qualquer relação familiar, seja natural ou civil, em linha reta, colateral ou por afinidade.

### **Títulos e Valores Mobiliários Detidos por Administradores**

Exceto pelas ações de emissão da própria Emissora, os membros efetivos e suplentes de seu Conselho de Administração e seus Diretores não eram, em 30 de junho de 2005, proprietários ou detentores, direta ou indiretamente, de qualquer título ou valor mobiliário conversível em ações de emissão da Elektro, tampouco titulares de direito de subscrição ou aquisição, sob qualquer forma, de ações de emissão da Elektro, que não os decorrentes de lei.

### **Contratos ou Outras Obrigações com Administradores**

Até 30 de junho de 2005, os membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração da Elektro e seus Diretores não celebraram qualquer contrato relevante, tampouco tinham qualquer obrigação relevante com a Companhia.

### **Remuneração e Plano de Participação nos Lucros**

Os membros da Diretoria da Elektro recebem um salário fixo, mais uma remuneração variável. Em Assembléia Geral Ordinária ocorrida em 28 de abril de 2005, foi aprovada a proposta apresentada para cobrir a totalidade das despesas e remuneração conforme previstas no artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, no exercício relativo a 2004, de valor anual global de até R\$ 9.650 mil para a Diretoria.

A Elektro adotou um plano de participação nos lucros e resultados, por meio do qual os seus empregados recebem uma percentagem do lucro da Emissora, calculada com base na remuneração mensal paga ao empregado e nos limites individuais definidos no referido programa. Os membros da Diretoria da Elektro têm direito a bônus de acordo com o desempenho da Emissora.

### **Conselho Fiscal**

O Conselho Fiscal da Elektro, quando instalado, tem por escopo a fiscalização dos administradores e a informação da assembléia geral da Companhia. O Conselho Fiscal é um órgão de funcionamento não permanente, sendo composto de no mínimo 3 e no máximo 5 membros, e suplentes em igual número, que funcionará somente nos exercícios em que for instalado pela Assembléia Geral a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% das ações ordinárias, ou 5% das ações sem direito a voto.

## PESSOAL

A tabela a seguir contém dados consolidados referentes aos empregados da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004, bem como nos períodos encerrados em 30 de junho de 2004 e 2005:

Contratante	Total por Categoria	31 de dezembro de			30 de junho de	
		2002	2003	2004	2004	2005
Elektro	Gerencial	74	48	53	46	57
	Universitário	311	306	335	333	386
	Téc./Admin.	904	895	942	897	943
	Operacional	972	1.058	1.120	1.082	1.093
	<b>Total:</b>	<b>2.261</b>	<b>2.307</b>	<b>2.450</b>	<b>2.358</b>	<b>2.479</b>

### *a) Relacionamento da Companhia com Sindicatos*

A Companhia julga ter bom relacionamento com seus empregados e sindicatos, não tendo havido greves no setor nos últimos 5 anos. Em 30 de junho de 2005, os sindicatos com os quais a Companhia mantinha contato eram os seguintes:

- (i) Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Campinas - STIEEC;
- (ii) Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo;
- (iii) Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo; e
- (iv) Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Itanhaém, Bertioga, Guarujá, Litoral Sul e Vale do Ribeira – Sindergel.

### *b) Reajustes Salariais*

O mês base para renegociação salarial da Companhia é junho de cada ano. Segue abaixo a relação de aumentos salariais ocorridos na Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004, bem como no período encerrado em 30 de junho de 2005:

2002:

- (i) Reajuste de 4% em junho de 2002;
- (ii) Reajuste de 2,5% em setembro; e
- (iii) Para os salários acima de R\$ 5.000,00 (Salário nominal + anuênio+ Incorporação do acordo judicial), os 4%, bem como, os 2,5% foram aplicados sobre esse teto.

2003:

- (i) Reajuste de 9% em junho de 2003 (linear); e
- (ii) Reajuste de 5,7% em setembro.

2004:

- (i) Reajuste de 4,6% em junho de 2004.

2005:

- (i) Reajuste de 8,25% em junho de 2005.

### *c) Paradas sindicais*

- (i) Em 2001 ocorreu uma parada de até 2 horas em pontos isolados (Regionais) da Companhia (em forma de assembléia);
- (ii) Em 2002 ocorreu uma parada de 1/2 hora em pontos isolados (Regionais) da Companhia (em forma de assembléia);
- (iii) Em 2003 ocorreu uma assembléia informativa de 1/2 hora;
- (iv) Em 2004 ocorreu uma manifestação de advertência de paralisação isolada na sede corporativa, representando apenas 15 minutos.
- (v) Em 2005 ocorreram manifestações de advertência, com paralisação de mais ou menos duas horas, em pontos isolados das Regionais e na sede da Companhia, com reivindicação de melhores índices de reajuste e prorrogação do Acordo Coletivo. A Elektro ajuizou medida cautelar junto ao Tribunal Regional do Trabalho (TRT), com propósito de garantir o acesso dos trabalhadores às dependências da Companhia, que havia sido obstruído pelo sindicato no início da jornada de 21 de junho de 2005, na sede corporativa. Sendo designada para o dia 22 de junho de 2005 às 14 horas, a realização de audiência e instrução de dissídio coletivo de greve, após mesa redonda, não houve mais obstrução de acesso dos empregados nas regionais.

### *d) Programas de Remuneração*

#### Plano de Cargos:

A Elektro implantou uma nova estrutura de cargos a partir de maio de 2005, através de um estudo minucioso das tarefas e atividades de cada área, análise da estrutura organizacional e alinhamento com o mercado. Tínhamos 137 cargos agrupados em 13 classes e passamos a ter 237 divididos em 32 classes. A descrição dos cargos contempla o objetivo e a responsabilidade do cargo, os requisitos exigidos e um rol de competências necessárias para o pleno desenvolvimento das atividades.

#### Tabela Salarial:

Juntamente com a implantação da nova tabela de cargos, a Elektro implantou uma nova tabela salarial que foi desenvolvida a partir da avaliação/pontuação dos cargos na metodologia Hay de avaliação de cargos e valorização dos cargos através pesquisa salarial de mercado. A tabela anterior continha cinco níveis salariais e passamos a ter quatro níveis com amplitude de 64%.

A atualização da tabela salarial será feita através de pesquisa salarial anual junto ao banco de dados da Hay.

#### Política de Movimentação de Pessoal:

Anualmente é definida uma verba para aplicação na movimentação dos colaboradores. Essa verba é aplicada na concessão de promoção de cargo, e mérito levando-se em conta os dados funcionais, a maturidade profissional, o desempenho e potencial do colaborador e o orçamento/headcount para o período.

#### Participação nos Lucros e Resultados - PLR:

A Elektro atrela a PLR a 3 indicadores, sendo: Econômicos, Técnicos Gerais e Específicos. Os valores são distribuídos aos colaboradores da Companhia, sendo uma parte fixa e a outra parte um percentual do salário base. Para os Diretores, Gerentes, Consultores e Supervisores/Coordenadores da

Companhia, além dos 3 indicadores acima, os ocupantes dessas funções tem sua PLR atrelada ao desempenho individual. A PLR foi negociada com os órgãos sindicais e está assinada no Acordo Coletivo da Categoria. Em 2004, o total pago foi de R\$ 9,8 milhões. Em 30 de junho de 2005, a Companhia ainda não havia efetuado qualquer pagamento a título de PLR.

*e) Benefícios*

- (i) Gratificação de Férias diferenciada (para os executivos é conforme a lei);
- (ii) Indenização por morte ou invalidez em acidente do trabalho;
- (iii) Auxílio-alimentação;
- (iv) Política de Bolsa de Estudo/Programa de Educação;
- (v) Cesta-base;
- (vi) Auxílio-creche;
- (vii) Assistência Médica/ Odontológica;
- (viii) Plano de Previdência Privada;
- (ix) Complementação salarial para afastamentos;
- (x) Política de financiamento de veículo para os executivos; e
- (xi) Seguro de vida e acidentes pessoais para executivos.

*f) Recrutamento e Seleção*

A Companhia tem como prática a valorização de seus talentos internos e aproveitamento do capital intelectual existente. Para tanto, possui como prioridade em sua Política de Recrutamento e Seleção o aproveitamento interno e o recrutamento interno, que visam oferecer oportunidades de crescimento e desenvolvimento profissional aos colaboradores internos.

No aproveitamento interno, colaboradores são identificados por seu desempenho destacado - é feita uma análise de sua última avaliação de desempenho e este participa de entrevistas técnicas e comportamentais para complementar o processo de seleção. Já no recrutamento interno, as vagas são divulgadas em meio de comunicação comum a todos os colaboradores, com detalhes sobre o perfil e requisitos básicos do cargo, para inscrição de todos que desejarem participar do processo de seleção, que varia de acordo com as características da vaga.

Caso seja necessária a busca no mercado, por especificidade da vaga ou necessidade de oxigenação, renovação de competências em determinada área, para o recrutamento externo são utilizados fornecedores, previamente qualificados, para a condução das primeiras etapas do processo, sempre acompanhadas pela área de Recrutamento e Seleção da Elektro. Nesse caso, as etapas também são adaptadas às características de cada vaga.

## **CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS DA ELEKTRO**

A Companhia é parte em diversos procedimentos administrativos e/ou processos judiciais decorrentes de atividades exercidas no curso normal de seus negócios, envolvendo disputas usuais em empresas atuantes no setor de distribuição de energia elétrica. Eventuais decisões desfavoráveis não irão, individual ou conjuntamente, afetar adversamente de maneira significativa a condição financeira da Emissora.

### **Procedimentos Administrativos - ANEEL**

A Emissora é parte em alguns processos administrativos perante a ANEEL, relativos à fiscalização técnica, comercial, econômica e financeira das atividades da sua concessão. A Emissora foi penalizada pela ANEEL em somente um processo, referente ao resgate e ações aprovado por Assembleia Geral Extraordinária em 3 de janeiro de 2001, tendo sido multada no valor de aproximadamente R\$ 4 milhões, sendo que a Companhia mantém provisões com relação a referido processo no valor de R\$ 2 milhões. A Emissora apresentou recurso administrativo perante a ANEEL questionando a aplicação da penalidade acima e, caso a ANEEL decida em manter as multas aplicadas, a Emissora poderá recorrer à esfera judicial. Para maiores informações acerca do resgate de ações, ver seção “Composição do Capital Social – Resgate de Ações – Histórico ANEEL e CVM” deste Prospecto.

### **Processos de Natureza Administrativa**

Os processos relacionados especificamente com a legislação do setor elétrico referem-se ao racionamento de energia elétrica, procedimento irregular e discussões sobre faturas e reajustes de tarifas. Os valores relativos a tais processos totalizavam o montante de R\$ 11,5 milhões em 30 de junho de 2005, não havendo provisionamento em razão de as discussões serem sobre os conceitos e não sobre montantes indenizatórios.

### **Desapropriações**

A Companhia é parte em processos relacionados a desapropriações de áreas destinadas à implantação de subestações, instituições de faixas de servidão para implantação de linhas de sub-transmissão e de distribuição, nos termos da legislação em vigor. Na presente data, existem 146 ações dessa natureza em curso e o valor total em discussão é de aproximadamente R\$ 11 milhões em 30 de junho de 2005. A Emissora efetuou o provisionamento de R\$ 3 milhões, baseando-se nas análises das possibilidade de pagamento de indenizações para os proprietários dos imóveis.

### **Responsabilidade Civil - Reparação de Danos - Acidentes de Rede**

Em linhas gerais, trata-se de ações que buscam indenização por danos materiais e morais decorrentes de acidentes, interrupção no fornecimento de energia elétrica, cobrança indevida, entre outros, sendo que até 30 de junho de 2005 existiam 482 ações desta natureza, cujo montante, de acordo com o valor requerido pelos autores, é de aproximadamente R\$ 43 milhões de reais, tendo a Emissora provisionado o montante de R\$ 12,5 milhões, baseando-se em análise das possibilidades de perda. Em certos casos, como nos acidentes envolvendo terceiros, ocorre a denúncia à lide da seguradora.

## **Inadimplência - Cobrança**

Com relação aos processos referentes à inadimplência, a Emissora propôs ações para cobrança dos valores devidos e não pagos, os quais totalizavam, em 30 de junho de 2005, aproximadamente R\$ 15 milhões de reais.

## **Ações Cíveis Públicas e Ações Populares**

Em 30 de junho de 2005, a Emissora era parte em Ações Cíveis Públicas ajuizadas pelo Ministério Público e Organizações Não Governamentais, propostas em decorrência: (i) do programa governamental denominado “Baixa Renda”, (ii) da interrupção do fornecimento de energia elétrica, (iii) do Programa de Eletrificação Rural Luz da Terra. A Companhia também era parte em ações populares que discutem (i) a Revisão Tarifária; e (ii) o processo de privatização das empresas do setor elétrico.

## **Processos Judiciais de Natureza Tributária**

Em 30 de junho de 2005, a Emissora era parte em ações de cunho tributário, discutindo, basicamente, os seguintes tópicos: (a) taxa de iluminação pública; (b) pretensão das prefeituras em cobrar preço público para utilização do solo por conta dos postes; (c) cobrança de IPTU; (d) Imposto Sobre Serviços sobre atividades complementares à distribuição de energia elétrica; (e) cobrança de PIS/PASEP e de COFINS sobre receitas financeiras; (f) cobrança do ICMS sobre demanda medida ou demanda contratada.

Os processos mais relevantes são relacionados à discussão da cobrança do PIS/PASEP, de COFINS e do ICMS, os quais encontravam-se provisionados em sua totalidade em 30 de junho de 2005, com os seguintes valores: (a) PIS/PASEP - R\$ 11,7 milhões; (b) COFINS - R\$ 60,1 milhões; e (c) ICMS - R\$ 30,6 milhões.

## **Procedimentos de Natureza Trabalhista**

Em 30 de junho de 2005, o passivo trabalhista da Emissora era representado por 311 processos trabalhistas em curso, movidos tanto por ex-empregados da Emissora quanto por ex-empregados das contratadas, sendo que a maior parte desses processos foi proposta por estes últimos, que buscam a responsabilidade subsidiária da Emissora.

Com relação às ações propostas por ex-empregados da Emissora, as reclamações se fundamentam basicamente em indenizações por adicional de periculosidade, equiparações salariais, remuneração de horas extras, benefícios decorrentes de incentivo à aposentadoria, verbas rescisórias e diferença da multa do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS.

O valor da contingência trabalhista da Emissora, em 30 de junho de 2005, era de aproximadamente R\$ 16,1 milhões, sendo que as reclamações que têm perspectiva de perda provável, de acordo com parecer dos assessores legais da Emissora, estão provisionadas e totalizam aproximadamente R\$ 8,4 milhões. O critério adotado pela Emissora para provisionamento é como segue: (i) em ações movidas por ex-empregados da Emissora provisiona-se 60% do valor dado pelo reclamante à inicial; (ii) em ações propostas por ex-empregados das contratadas provisiona-se 40% do valor dado pelo reclamante à inicial.

Na mesma data existiam ainda duas ações propostas pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria da Energia Elétrica de Campinas, pleiteando (i) o enquadramento de 18 funcionários ao disposto na cláusula 28 do Acordo Coletivo, habilitando-os a receber adicional de periculosidade; e (ii) a reativação dos postos de atendimento em localidades que deixaram de existir. Com relação à ação civil pública na qual o referido Sindicato pleiteia a reativação de postos de trabalho é ressaltado-se que, apesar de eventual procedência do pedido ser considerada hipótese potencialmente geradora de repercussão financeira e administrativa relevante para a Emissora, referida ação foi objeto de extinção sem julgamento de seu mérito em primeira instância, pendendo de análise pelo Tribunal Regional do Trabalho da 15ª Região.

### **Inquéritos Policiais**

Em 30 de junho de 2005, a Emissora era parte em 2 inquéritos policiais relevantes, com a finalidade de apuração de crime ambiental envolvendo a supressão de vegetação nativa em área de preservação permanente. Em ambos inquéritos policiais, as investigações ainda não foram concluídas para apurar os fatos e identificar os possíveis responsáveis, visto que ambos os inquéritos não são exclusivamente contra a Companhia, havendo necessidade de se apurar a efetiva culpabilidade.

**“QUAISQUER OUTRAS INFORMAÇÕES E ESCLARECIMENTOS SOBRE A COMPANHIA E A OFERTA PODERÃO SER OBTIDAS PERANTE O COORDENADOR LÍDER E/OU DE MAIS OS PARTICIPANTES DO CONSÓRCIO E NA CVM”.**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

## **ANEXOS**

---

Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 31 de agosto de 2005

Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 07 de outubro de 2005

Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 10 de outubro de 2005

Estatuto Social da Emissora

Escritura de Emissão

Primeiro Aditamento à Escritura de Emissão

Contrato de Cessão Fiduciária

Súmula de Classificação de Risco das Debêntures (Rating)

Demonstrações Financeiras da Emissora

Demonstrações Financeiras da Emissora referentes ao período de sete meses findo em 31 de julho de 2005

Declaração da Emissora

Declaração do Coordenador Líder

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 31 de agosto de 2005

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

com (iii) a alteração da redação dos artigos 1º e 4º do Estatuto Social da Companhia; e (3) retificação de erros materiais contidos na Ata lavrada na AGE de 25 de julho p.p., especificamente (i) no registro lançado na parte final do item b.4. e (ii) no número referido no item 2. daquele instrumento. **LEITURA DE DOCUMENTOS.**

**RECEBIMENTO DE VOTOS E LAVRATURA DA ATA:** (1) Dispensada, por unanimidade, a leitura dos documentos relacionados às matérias a serem deliberadas na Assembléia Geral, uma vez que são do conhecimento dos acionistas. (2) Foi dado conhecimento aos presentes do recebimento do Ofício CVM/SEP/GEA-3/n.429/05, que se refere à correspondência protocolada pelos acionistas Rubens dos Santos e Atrium Fundo de Investimentos e Valores Mobiliários, a qual foi lida na sua integralidade. (3) As eventuais declarações de votos, protestos e dissidências porventura apresentados serão numerados, recebidos e autenticados pela Mesa e arquivados na sede da Companhia, nos termos do Art. 130, Parágrafo 1º da Lei Sociedades por Ações, ficando autorizada a lavratura da presente ata na forma de sumário, nos termos do Art. 130, Parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações.

**DELIBERAÇÕES:** Em sede de Assembléia Geral Ordinária, os acionistas presentes elegeram, por unanimidade e sem restrições, com abstenção do acionista Rubens dos Santos, o Sr. João Carlos Ribeiro de Albuquerque, brasileiro, casado, engenheiro eletricitista, portador da cédula de identidade RG n. 2.984.078 SSP/RJ, inscrito no CPF/MF sob n. 037.352.304-15, com endereço na Rua Ary Antenor de Souza, n. 321, Campina/SP, para integrar o Conselho de Administração da Companhia, como membro efetivo, em substituição ao Sr. Britaldo Pedrosa Soares, que apresentou sua renúncia em 10 de agosto p.p. Em sede de **Assembléia Geral Extraordinária**, os acionistas, ao deliberarem sobre o **Primeiro Item da Ordem do Dia**, aprovaram, por unanimidade, com abstenção do acionista Rubens dos Santos, a emissão de debêntures pela Companhia, com as seguintes características: **(A)** emissão debêntures simples, quirografárias, com garantia adicional, para distribuição pública, que constituirá a 2ª Emissão da Companhia, em três séries, não conversíveis em ações de emissão da Companhia ("Debêntures"), que terão as seguintes características: (i) Valor Total da 2ª Emissão: o valor total da emissão será de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais); (ii) Número de Séries: a 2ª Emissão será realizada em três séries; (iii) Quantidade: a 1ª série será composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures ("Debêntures da 1ª Série"), a 2ª série será composta por 18.750 (dezoito mil setecentas e cinquenta) Debêntures ("Debêntures da 2ª Série") e a 3ª série será composta por 18.750 (dezoito mil setecentas e cinquenta) Debêntures

com (iii) a alteração da redação dos artigos 1º e 4º do Estatuto Social da Companhia; e (3) retificação de erros materiais contidos na Ata lavrada na AGE de 25 de julho p.p., especificamente (i) no registro lançado na parte final do item b.4. e (ii) no número referido no item 2. daquele instrumento.

**LEITURA DE DOCUMENTOS, RECEBIMENTO DE VOTOS E LAVRATURA DA ATA:** (1) Dispensada, por unanimidade, a leitura dos documentos relacionados às matérias a serem deliberadas na Assembléia Geral, uma vez que são do conhecimento dos acionistas. (2) Foi dado conhecimento aos presentes do recebimento do Ofício CVM/SEP/GEA-3/n.429/05, que se refere à correspondência protocolada pelos acionistas Rubens dos Santos e Atrium Fundo de Investimentos e Valores Mobiliários, a qual foi lida na sua integralidade. (3) As eventuais declarações de votos, protestos e dissidências porventura apresentados serão numerados, recebidos e autenticados pela Mesa e arquivados na sede da Companhia, nos termos do Art. 130, Parágrafo 1º da Lei Sociedades por Ações, ficando autorizada a lavratura da presente ata na forma de sumário, nos termos do Art. 130, Parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações.

**DELIBERAÇÕES:** Em sede de **Assembléia Geral Ordinária**, os acionistas presentes elegeram, por unanimidade e sem restrições, com abstenção do acionista Rubens dos Santos, o Sr. João Carlos Ribeiro de Albuquerque, brasileiro, casado, engenheiro eletricitista, portador da cédula de identidade RG n. 2.984.078 SSP/RJ, inscrito no CPF/MF sob n. 037.352.304-15, com endereço na Rua Ary Antenor de Souza, n. 321, Campina/SP, para integrar o Conselho de Administração da Companhia, como membro efetivo, em substituição ao Sr. Britaldo Pedrosa Soares, que apresentou sua renúncia em 10 de agosto p.p.. Em sede de **Assembléia Geral Extraordinária**, os acionistas, ao deliberarem sobre o **Primeiro Item da Ordem do Dia**, aprovaram, por unanimidade, com abstenção do acionista Rubens dos Santos, a emissão de debêntures pela Companhia, com as seguintes características: **(A)** emissão debêntures simples, quirografárias, com garantia adicional, para distribuição pública, que constituirá a 2ª Emissão da Companhia, em três séries, não conversíveis em ações de emissão da Companhia ("Debêntures"), que terão as seguintes características: (i) **Valor Total da 2ª Emissão:** o valor total da emissão será de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais); (ii) **Número de Séries:** a 2ª Emissão será realizada em três séries; (iii) **Quantidade:** a 1ª série será composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures ("Debêntures da 1ª Série"), a 2ª série será composta por 18.750 (dezoito mil setecentas e cinquenta) Debêntures ("Debêntures da 2ª Série") e a 3ª série será composta por 18.750 (dezoito mil setecentas e cinquenta) Debêntures

:::~::~

(“Debêntures da 3ª Série”) (as Debêntures da 1ª Série, as Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série em conjunto definidas simplesmente, como Debêntures), totalizando 75.000 (setenta e cinco mil) Debêntures; (iv) Data de Emissão: 1º de setembro de 2005; (v) Valor Nominal Unitário: as Debêntures terão valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais); (vi) Espécie: as Debêntures serão da espécie quirografária, com garantia adicional a ser constituída por meio de cessão fiduciária de direitos de crédito detidos e a serem detidos pela Companhia, nos termos do contrato de cessão fiduciária em garantia a ser celebrado entre a Companhia, o agente fiduciário das Debêntures e o banco mandatário; (vii) Convertibilidade: as Debêntures não serão conversíveis em ações de emissão da Companhia; (viii) Forma: as Debêntures serão nominativas e escriturais, sem a emissão de cautelares ou certificados; (ix) Remuneração: as Debêntures da 1ª Série terão seu valor nominal unitário atualizado pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas (“IGP-M”), acrescido de juros remuneratórios a serem definidos em procedimento de *bookbuilding* a ser conduzido pelas instituições financeiras intermediárias responsáveis pela coordenação da Emissão e colocação das Debêntures, cuja taxa final será ratificada pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião especialmente convocada para este fim. As Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série terão remuneração baseada na variação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, Extra-Grupo, apuradas e divulgadas pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP (“CETIP”), capitalizada de um *spread* a ser definido no procedimento de *bookbuilding* retro mencionado, cuja taxa final será ratificada pelo Conselho de Administração da Companhia, em reunião a ser especialmente convocada para este fim. (B) Condições Aplicáveis: (a) Data de Emissão: 1º de setembro de 2005; (b) Prazo e Data de Vencimento: o prazo de vencimento das Debêntures será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo, portanto, em 1º de setembro de 2011; (c) Amortização: (i) *Debêntures da 1ª Série*: o valor nominal unitário atualizado das Debêntures da 1ª série da 2ª Emissão será amortizado em 1º de setembro de 2009, 1º de setembro de 2010 e 1º de setembro de 2011, nos percentuais de 33,33%, 33,33% 33,34%, respectivamente; (ii) *Debêntures da 2ª Série e da 3ª Série*: o valor nominal unitário das Debêntures da 2ª série e da 3ª série da 2ª Emissão será amortizado em 1º de setembro de 2009, 1º de setembro de 2010 e 1º de setembro de 2011, nos percentuais de 33,33%, 33,33% 33,34%, respectivamente; (d) Pagamento da Remuneração: (i) *Debêntures da 1ª Série*: os juros remuneratórios das Debêntures da 1ª série serão devidos anualmente, sendo a



primeira parcela com vencimento em 1º de setembro de 2006, e a última em 1º de setembro de 2011; (ii) *Debêntures da 2ª Série e da 3ª Série*: o rendimento das Debêntures da 2ª Série e o rendimento das Debêntures da 3ª Série serão devidos semestralmente, sendo a primeira parcela com vencimento em 1º de março de 2006, e a última em 1º de setembro de 2011; (e) Resgate Antecipado: (i) Não será permitido o resgate antecipado das Debêntures da 1ª Série e das Debêntures da 2ª Série. A Companhia terá a faculdade de resgatar a totalidade ou parte das Debêntures da 3ª Série em circulação, desde que após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão. No caso de resgate parcial das Debêntures da 3ª Série em circulação, este deverá ser realizado por meio de sorteio coordenado pelo agente fiduciário da 2ª Emissão, com observância do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. O resgate total ou parcial das Debêntures da 3ª Série em circulação será efetuado mediante o pagamento do valor nominal unitário das Debêntures da 3ª Série acrescido do rendimento das Debêntures da 3ª Série, acrescido de um prêmio a ser definido de acordo com os termos da escritura de emissão; (f) Forma de Colocação: as Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme de subscrição da totalidade das Debêntures, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, por meio (i) do Sistema de Distribuição de Títulos – SDT, administrado pela Associação Nacional das Instituições de Mercado Aberto – ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, e (ii) do sistema de negociação BOVESPA FIX, administrado pela Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA, e custodiado na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia – CBLIC; (g) Condições de Integralização: a integralização das Debêntures será à vista e em moeda corrente nacional, no ato da subscrição; e (h) Vencimento Antecipado: as Debêntures poderão ter seu vencimento antecipado declarado antecipadamente pelo agente fiduciário na ocorrência das seguintes hipóteses: (i) liquidação, pedido de autofalência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Companhia e/ou suas controladas (exceto pela liquidação da controlada Terraco Investments Ltd.); (ii) ocorrência de qualquer ato de falência ou procedimento análogo que venha a ser criado por lei (conforme definido em lei) em relação à Companhia e/ou suas controladas; (iii) não pagamento, pela Companhia, de qualquer parcela do valor nominal unitário, rendimentos ou quaisquer outros valores devidos aos titulares de Debêntures, nas respectivas datas de vencimento; (iv) protestos legítimos e reiterados de títulos contra a Companhia ou suas controladas

que não sejam sanados no prazo de 72 (setenta e duas) horas, cujo valor, em conjunto, seja superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), à exceção do protesto efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Companhia; (v) descumprimento pela Companhia de toda e qualquer obrigação não pecuniária prevista na escritura de emissão e no contrato de cessão fiduciária em garantia, não sanado dentro do prazo de 15 (quinze) dias corridos contados da data da ocorrência do evento, exceto quando houver previsão de período de cura específico para tal descumprimento ou configurar vencimento antecipado automático, nos termos da escritura de emissão; (vi) a Companhia e/ou suas controladas deixarem de pagar qualquer obrigação pecuniária em valor unitário ou agregado igual ou superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), ou seu contra-valor em outras moedas, se tal inadimplemento não for sanado no prazo de cura aplicável a tal pagamento ou se o prazo para pagamento não for prorrogado de comum acordo entre as partes, prorrogação esta que deve estar devidamente comprovada e documentada pela Companhia e que não poderá caracterizar vencimento antecipado das respectivas obrigações; (vii) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida pecuniária da Companhia e/ou suas controladas, cujo valor, unitário ou agregado, seja igual ou superior a R\$ 35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais) ou seu contra-valor em outras moedas; (viii) se a Companhia deixar de deter, por qualquer motivo, a concessão conforme previsto no Contrato de Concessão de Distribuição n.º 187/98, firmado, em 27 de agosto de 1998, entre a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Companhia para regular a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica das concessões de que é titular a Companhia ou na legislação; (ix) as declarações e garantias prestadas pela Companhia nos termos da escritura de emissão e/ou no contrato de cessão fiduciária em garantia forem descumpridas e/ou provarem-se substancialmente falsas, incorretas, incompletas ou enganosas; (x) caso a Companhia transfira ou por qualquer forma ceda ou prometa ceder a terceiros os direitos e obrigações que venham a ser adquiridos na escritura de emissão e no contrato de cessão fiduciária em garantia, sem a prévia anuência do agente fiduciário, como representante dos debenturistas; (xi) desapropriação, confisco ou qualquer outra medida de qualquer entidade governamental brasileira que resulte na perda da propriedade ou posse direta de parte substancial de seus ativos ou na incapacidade de gestão de seus negócios, pela Companhia ou suas controladas, desde que tal desapropriação, confisco ou outra medida afete substancialmente a capacidade de pagamento da Companhia de suas obrigações relativas às Debêntures; (xii) não

cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia ou suas controladas, em valor unitário ou agregado superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), ou seu contra-valor em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data estipulada para pagamento; (xiii) transferência do controle acionário da Companhia ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, exceto quando realizada dentro do grupo de controle da Companhia ou quando realizada no âmbito do processo de reestruturação da Enron Corp. n.º 01-16034 (AJG), com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos (*Chapter 11 of the U.S. Bankruptcy Code*), em trâmite perante a Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque (a "Corte"), e no âmbito do plano conjunto da Enron Corp. e algumas de suas afiliadas aprovado pela Corte, o qual entrou em pleno efeito em 17 de novembro de 2004; (xiv) a deliberação ou a distribuição de dividendos e pagamentos de juros sobre capital próprio para os acionistas da Companhia em montante superior a 110% (cento e dez por cento) do lucro líquido ajustado da Companhia (após dedução da reserva legal de 5% (cinco por cento)); (xv) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o patrimônio líquido da Companhia seja superior a 0,80 (zero vírgula oitenta) por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "Endividamento Financeiro Líquido", para os fins aqui previstos, o endividamento financeiro deduzido do saldo de caixa e das disponibilidades financeiras da Companhia (incluindo valores empenhados), excluídos: (i) o financiamento obtido do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ("BNDES") através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 02.2.057.3.1, datado de 07 de fevereiro de 2002, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, referente à reposição das perdas com o racionamento de energia de 2001 ("Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001"); (ii) o financiamento obtido do BNDES através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 03.2.568.3.1, datado de 23 de outubro de 2003, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica – CVA – Conta das Variações da Parcela A ("Financiamento referente à CVA"); (iii) os empréstimos setoriais concedidos e a serem concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS ("Empréstimos da ELETROBRÁS") e (iv) o Instrumento Particular de Assunção Parcial de Obrigações de Ajuste de Reservas e Confissão de Dívidas existentes entre a CESP – Companhia

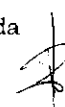


Energética de São Paulo e a Fundação CESP, pela Elektro Eletricidade e Serviços S.A. e Outras Avenças, datado 26 de junho de 1998 ("Dívida com a Fundação CESP"); (xvi) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o EBITDA da Companhia seja superior a 2,5 (dois vírgula cinco) por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "EBITDA", para os fins aqui previstos, o somatório do resultado antes de deduzidos (i) o imposto de renda e contribuição social, (ii) a depreciação e as amortizações, inclusive a amortização do ágio pago na aquisição da Companhia, (iii) as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras, (iv) os resultados de participações societárias e (v) o resultado não operacional; (xvii) caso a relação entre Endividamento Financeiro de Curto Prazo e o Endividamento Financeiro Total da Companhia seja superior a 0,30 por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "Endividamento Financeiro Total", para fins ora previstos, o endividamento financeiro da Companhia, excluídos: (i) Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001, (ii) o Financiamento referente à CVA, (iii) Empréstimos da ELETROBRÁS e (iv) Dívida com a Fundação CESP. Considera-se o "Endividamento Financeiro de Curto Prazo", para fins aqui previstos, o saldo do Endividamento Financeiro Total cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 (doze) meses, excluída a parcela do saldo da presente emissão de Debêntures cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 (doze) meses; (xviii) caso a relação entre o EBITDA e as Despesas Financeiras Líquidas seja inferior a (i) 2,5 (dois vírgula cinco) para o exercício de 2005 ou (ii) 3,0 (três vírgula zero) para os demais exercícios por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "Despesas Financeiras Líquidas", para os fins ora previstos, as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras. As despesas financeiras excluem aquelas associadas (i) ao Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001; (ii) ao Financiamento referente à CVA; (iii) aos Empréstimos da ELETROBRÁS; (iv) à Dívida com a Fundação CESP; (v) ao PIS / COFINS sobre receita financeira; (vi) à Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF; (vii) aos Juros sobre Capital Próprio; (viii) à variação cambial sobre as compras de energia de Furnas / Itaipu e (ix) à amortização da variação cambial diferida; (xix) mudança do objeto social da Companhia ou realização de qualquer negócio fora do objeto social da Companhia, exceto quando determinadas pela ANEEL ou pela legislação aplicável; (xx) a redução do capital social da Companhia (exceto decorrente do processo de capitalização da Companhia e conseqüente redução do seu capital em razão da absorção de prejuízos acumulados, que ocorrerá por meio da conversão de dívidas existentes entre as empresas do Grupo Enron e a Companhia);

(xxi) o contrato de cessão fiduciária em garantia (a) for objeto de questionamento judicial, anulação ou rescisão, de maneira que afete o cumprimento de quaisquer obrigações previstas na escritura de emissão e/ou no contrato de cessão fiduciária em garantia, desde que as garantias não sejam satisfatoriamente substituídas, a critério dos debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, pela Companhia no prazo de até 30 (trinta) dias contados do recebimento de notificação escrita neste sentido; (b) não for devidamente constituído; (c) for anulado; ou (d) de qualquer forma, deixar de existir ou for rescindido; (xxii) caso a Companhia celebre qualquer tipo de acordo ou contrato pelo qual qualquer espécie de receitas ou lucros da Companhia seja dividida com ou atribuída a qualquer pessoa, exceto em decorrência de determinação da ANEEL ou programas de participação nos lucros e resultados instituídos em benefício de empregados e/ou administradores da Companhia nos termos da lei; (xxiii) caso a Companhia venda, ceda, alugue ou de qualquer forma aliene a totalidade ou parte relevante de seus ativos operacionais, seja em uma única transação ou em uma série de transações, relacionadas ou não, em valor superior a 2% (dois por cento) do seu capital social; e (xxiv) a ocorrência simultânea de 2 (dois) ou mais dos eventos previstos nos itens (xv), (xvi), (xvii) e (xviii) acima, independentemente do período durante o qual se verifique a ocorrência de tais eventos. A ocorrência de quaisquer dos Eventos de Inadimplemento indicados nos itens (i), (ii), (iii), (vii), (viii) e (xxiv) acima, acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures; **(C)** Os acionistas deliberaram ainda que, tendo em vista que todas as características necessárias e suficientes para a conclusão da emissão das Debêntures foram aprovadas na presente Assembléia, tendo sido reduzidas a termo nesta ata, faz-se desnecessária a apreciação pelo Conselho de Administração das condições gerais para a emissão, no que tange aos incisos VI a VIII do artigo 59 da Lei das Sociedades por Ações, conforme alterada. Os acionistas autorizaram a Diretoria da Companhia a praticar todos e quaisquer atos necessários e suficientes para a realização da 2ª Emissão. **(D)** Aprovaram a delegação de poderes ao Conselho de Administração da Companhia para definir, após a conclusão do procedimento de *bookbuilding*, as taxas de juros da remuneração das Debêntures devendo, ainda, orientar a Companhia sobre todo o quanto se fizer necessário para a conclusão de todo o processo de emissão. Autorizaram a Diretoria da Companhia a contratar uma ou mais instituições financeiras habilitadas a operar no mercado de capitais para atuarem como coordenadores para assessorar no processo de estruturação e registro da 2ª Emissão e colocação das Debêntures, o agente fiduciário, o banco mandatário e



agente escriturador, a(s) agência(s) de classificação de risco, entre outros, bem como para celebrar o instrumento de escritura de emissão das Debêntures e praticar todos os atos necessários e suficientes para a realização da 2ª Emissão. **Segundo Item da Ordem do Dia:** a matéria foi retirada de pauta devido ao não recebimento pela Companhia, até a presente data, da homologação formal da referida operação, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Terceiro Item da Ordem do Dia:** foi aprovada, por unanimidade, a retificação dos pontos registrados na Ata lavrada na Assembléia Geral Extraordinária de 25 de julho de 2004, especificamente (i) o registro lançado na parte final do item b.4, e (ii) o número referido no item 2 daquele instrumento, em razão de erros materiais, os quais foram devidamente informados aos acionistas e a todos os interessados através de "Aviso aos Acionistas" devidamente disponibilizado para a Comissão de Valores Mobiliários no próprio dia 25 de julho e também publicado, no dia 27 de julho de 2005, nos jornais Valor Econômico (edição nacional) e Diário Oficial do Estado de São Paulo. As retificações são as que seguem: (i) na parte final do item b.4, leia-se: "Ficou registrado que os acionistas detentores de ações ordinárias terão o direito de subscrever 1,57423976690 nova ação ordinária e 0,23810734195 nova ação preferencial, e que os acionistas detentores de ações preferenciais terão o direito de subscrever 1,81234710885 nova ação preferencial, conforme o caso, para cada 1 (uma) ação ordinária ou preferencial que possuírem até o fechamento do pregão de 25 de julho de 2005..."; e (ii) no item (2), leia-se: "... o qual passará a ter a seguinte redação: *Artigo 4º - O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 954.056.552,16 (novecentos e cinquenta e quatro milhões, cinquenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e dois reais e dezesseis centavos) dividido em 387.518.544.694 (trezentos e oitenta e sete bilhões, quinhentos e dezoito milhões, quinhentos e quarenta e quatro mil e seiscentos e noventa e quatro) ações, sendo 183.761.944.618 (cento e oitenta e três bilhões, setecentos e sessenta e um milhões, novecentos e quarenta e quatro mil, seiscentos e dezoito) ações ordinárias e 203.756.600.076 (duzentos e três bilhões, setecentos e cinquenta e seis milhões, seiscentos mil e setenta e seis) ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal.*". **ENCERRAMENTO:** Nada mais havendo a ser tratado, foi declarada encerrada a reunião e lavrada a presente ata no livro próprio, a qual após lida e conferida pelos presentes, foi por todos assinada. A.a. Carlos Marcio Ferreira (Presidente), Ricardo Cleber Zangirolami (Secretário), EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.); ETB – Energia Total do Brasil Ltda (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.), Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda



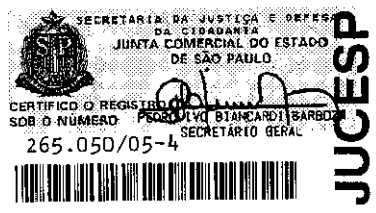
(p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.), Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.), Rubens dos Santos (p.p. Sergio Ros Brasil), Atrium Fundo de Investimento em Títulos e Valores Mobiliários (p.p. Sergio Ros Brasil), Atrium Participações Consultoria e Administração Ltda. (p.p. Sergio Ros Brasil) e Antonio José G. Fraga Filho (p.p. Emílio Salomão Elias).

Certifico que a presente é cópia fiel da ata lavrada às fls. 69 a 76 do Livro Próprio.

**Campinas, 31 de agosto de 2.005.**



Ricardo Cleber Zangirolami  
Secretário



---

Assembleia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 07 de outubro de 2005



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



JUCESP PROTOCOLO  
799254/05-8



**ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

COMPANHIA ABERTA

CNPJ/MF Nº 02.328.280/0001-97

NIRE 35300153570


**ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA  
REALIZADA EM 07 DE OUTUBRO DE 2005**

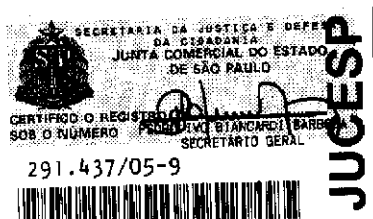
**DATA, HORA E LOCAL:** No dia 07 de outubro de 2005, às 08:30 horas, na sede da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Companhia"), localizada na cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rua Ary Antenor de Souza, 321, Jardim Nova América. **PRESENÇA:** Presentes os acionistas representando mais de 2/3 do capital social da Companhia com direito a voto, consoante assinaturas constantes no "Livro de Presença de Acionistas". **CONVOCAÇÃO:** Edital de convocação publicado no jornal Diário Oficial do Estado de São Paulo nos dias 22, 23 e 24 de setembro de 2005, e no jornal Valor Econômico (edição nacional), nos dias 21, 22, 23 e 26 de setembro de 2005, de acordo com o Artigo 124 da Lei das Sociedades por Ações. **MESA:** Foi indicado, sem qualquer oposição o Sr. Carlos Marcio Ferreira para presidir a Assembléia, o qual convidou o Sr. Ricardo Cleber Zangirolami, para Secretário. **ORDEM DO DIA:** (i) alteração da letra m, do item 8.1, constante da Cláusula VIII – Do Vencimento Antecipado da Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, firmada em 14 de setembro de 2005 pela Companhia, com a finalidade de esclarecer tal hipótese de vencimento antecipado; e (ii) Outros assuntos de interesse da Companhia, relacionados diretamente ao item (i) da Ordem do Dia. **LEITURA DE DOCUMENTOS, RECEBIMENTO DE VOTOS E LAVRATURA DA ATA:** (1) Dispensada, por unanimidade, a leitura dos documentos relacionados às matérias a serem deliberadas na Assembléia Geral, uma vez que são do inteiro conhecimento dos acionistas. (2) As eventuais declarações de votos, protestos e dissidências porventura apresentados serão numerados, recebidos e autenticados pela Mesa e arquivados na sede da Companhia, nos termos do Art. 130, Parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações. (3) Autorizada a lavratura da presente ata na forma de sumário, nos termos do Art. 130, Parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações. **DELIBERAÇÕES:** (i) Os acionistas presentes deliberaram, por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições, aprovar a alteração da redação da letra "m", do item 8.1, constante da Cláusula VIII – Do Vencimento Antecipado da Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, firmada em 14 de setembro de 2005 entre a Companhia e a Oliveira Trust Distribuidora

de Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Escritura da Segunda Emissão"), que passará a vigorar nos termos seguintes: "8.1.(m) transferência do controle acionário/societário, direto ou indireto, da EMISSORA ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, exceto (i) quando realizada dentro do "grupo de controle da Elektro", que fica definido como sendo o conjunto de sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Prisma Energy International Inc., ou (ii) pela transferência do controle acionário/societário da Prisma Energy International Inc.". Em face da presente deliberação, a Diretoria da Companhia fica autorizada a celebrar com as partes envolvidas o primeiro aditamento à Escritura da Segunda Emissão e a praticar todos os demais atos que se fizerem necessários para a formalização da alteração ora aprovada. **ENCERRAMENTO:** Nada mais havendo a ser tratado, o Sr. Presidente suspendeu os trabalhos pelo tempo necessário à lavratura desta ata. Reaberta a sessão, a ata foi lida e aprovada pelos presentes, assinada pelo Presidente e pelo Secretário da Mesa e pelos Acionistas presentes. A.a. Carlos Marcio Ferreira (Presidente), Ricardo Cleber Zangirolami (Secretário), EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.); ETB – Energia Total do Brasil Ltda (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.), Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.), Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (p.p. Vasco de Castro Ferraz Jr.), State of Oregon (p.p. Rodrigo de Mesquita Pereira) e Virginia Retirement System (pp. Rodrigo de Mesquita Pereira).

Certifico que a presente é cópia fiel da ata lavrada às fls. 77 e 78 do Livro Próprio.

Campinas, 07 de outubro de 2.005.

  
Ricardo Cleber Zangirolami  
Secretário



---

Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 10 de outubro de 2005

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

COLEGIADA



JUCESP PROTOCOLO  
802543/05-4



ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.

COMPANHIA ABERTA

CNPJ/MF Nº 02.328.280/0001-97  
NIRE 35300153570

**ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO  
REALIZADA EM 10 DE OUTUBRO DE 2005**

**DATA, HORA E LOCAL:** No dia 10 de outubro de 2005, às 16 horas, na sede da Companhia, na cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rua Ary Antenor de Souza, 321, Jardim Nova América. **PRESENÇA:** Presentes os Srs. Conselheiros da Companhia, Orlando R. González, Claudinei Donizetti Ceccato, Vicky Lynn Martinez, João Carlos Ribeiro de Albuquerque, e Ailton Ribeiro de Matos. Presentes, ainda, como convidados, os Diretores Executivo e Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia, Srs. Carlos Marcio Ferreira e Rinaldo Pecchio Jr. **MESA:** Orlando R. González, Presidente; Ricardo Cleber Zangirolami, Secretário. **CONVOCAÇÃO:** Cartas endereçadas aos Srs. Conselheiros da Companhia, nos termos do §1º do artigo 17 do Estatuto Social. **ORDEM DO DIA:** 1) exame, discussão e votação da taxa final de remuneração aplicável às debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional ("Debêntures"), de cada uma das três séries da 2ª emissão da Companhia ("Emissão"), com base nos poderes delegados ao Conselho de Administração na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2005; 2) atualização sobre constituição, pela Companhia, de garantias para participação da Companhia em Leilão de Energia e para os contratos decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits entre distribuidoras de energia elétrica, nos termos da Lei 10.848/04 e Decreto 5.163/04; e 3) outros assuntos de interesse da Companhia. **DELIBERAÇÕES:** Dando início aos trabalhos, foi discutido o item (1) da Ordem do Dia, sendo que os Srs. Conselheiros aprovaram, por unanimidade e sem restrições, por unanimidade dos presentes: (i) fixar em 11,80% (onze vírgula oitenta por cento) ao ano a taxa dos juros remuneratórios incidentes sobre o valor nominal unitário atualizado das Debêntures da 1ª série da Emissão ("Debêntures da 1ª Série"); (ii) fixar como a taxa de remuneração das Debêntures da 2ª Série da Emissão ("Debêntures da 2ª Série") a variação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, Extra-Grupo, apuradas e divulgadas pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP, capitalizada de um *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento) ao ano; (iii) fixar como a taxa de remuneração das Debêntures da 3ª Série da Emissão ("Debêntures da 3ª Série") a variação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, Extra-Grupo, apuradas e divulgadas pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP, capitalizada de um *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento) ao ano; e (iv) estabelecer que as Debêntures da Emissão serão assim distribuídas: (a) a 1ª Série será composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures, totalizando, na data de emissão,

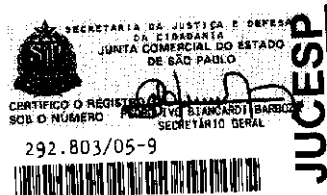
qual seja, 01 de setembro de 2005 ("Data de Emissão"), o valor de R\$ 375.000.000,00 (trezentos e setenta e cinco milhões de reais); (b) a 2ª Série será composta por 18.750 (dezoito mil, setecentas e cinquenta) Debêntures, totalizando, na Data de Emissão, o valor de R\$ 187.500.000,00 (cento e oitenta e sete milhões e quinhentos mil reais); e (c) a 3ª Série será composta por 18.750 (dezoito mil, setecentas e cinquenta) Debêntures, totalizando, na Data de Emissão, o valor de R\$ 187.500.000,00 (cento e oitenta e sete milhões e quinhentos mil reais). Passando-se ao **item 2)** da Ordem do dia, foi dado conhecimento aos Srs. Conselheiros que a Diretoria da Companhia, nos termos da aprovação concedida por este Conselho em 31 de março de 2005, aprovou (i) a concessão de garantias para a participação em Leilões de Energia Existente a ser realizado em 11 de outubro de 2005, no valor de até R\$ 20.000,00 (vinte mil reais), para aquisição de energia para um período de 8 (oito) anos, com início de fornecimento em 2009; e (ii) a concessão de garantias para os contratos decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit entre distribuidoras de energia elétrica, até o montante de R\$ 1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil reais por mês) de 2005 até 2014, sendo que o material respectivo fica arquivado junto à Diretoria Financeira e de Relações com Investidores. Este item não é objeto de deliberação e consta da pauta para fins de informação aos Srs. Conselheiros. Passou-se, então, ao **item 3)** da Ordem do Dia e, tendo sido dada a palavra a quem dela quisesse fazer uso, não houve manifestações. **ENCERRAMENTO:** Foi, então, declarada encerrada a reunião e lavrada a presente ata no livro próprio, a qual foi lida aos senhores Conselheiros presentes, sendo por todos assinada. A.a.: Orlando R. González (Presidente), Claudinei Donizetti Ceccato (Conselheiro), João Carlos Ribeiro de Albuquerque (Conselheiro) e Vicky Lynn Martinez (Conselheira).

Certifico e dou fé que a presente é cópia fiel da ata lavrada no Livro Próprio.

Campinas, 10 de outubro de 2005.



Ricardo Cleber Zangirolami  
Secretário



---

Estatuto Social da Emissora



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

## **ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

### **ESTATUTO SOCIAL**

#### **CAPÍTULO I**

#### **DA DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO DA COMPANHIA**

Artigo 1º - A Elektro - Eletricidade e Serviços S.A. ("Companhia") é uma companhia aberta e reger-se-á pelo presente Estatuto e pela legislação aplicável.

Artigo 2º - Constitui objeto da Companhia:

I) estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção, transformação, distribuição e comércio de energia, principalmente a elétrica resultante do aproveitamento de rios e outras fontes, mormente as renováveis;

II) participação nos empreendimentos que tenham por finalidade a indústria e o comércio de energia, principalmente a elétrica, bem como a prestação de serviços que, direta ou indiretamente, se relacionem com esse objeto, tais como: uso múltiplo de postes, mediante cessão onerosa a outros usuários, prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros, serviços de otimização de processos energéticos e instalações elétricas de consumidores, cessão onerosa de faixas de servidão de linhas e áreas de terra exploráveis de usinas e reservatórios, visando maior eficiência no uso da eletricidade;

III) estudo, elaboração, execução de planos e programas de desenvolvimento econômico em regiões de interesse da Companhia, seja diretamente ou em colaboração com órgãos estatais ou particulares, bem como o fornecimento de informações e assistência para auxílio da iniciativa privada ou estatal, que visem a implantação de atividades econômicas, culturais, assistenciais e sociais naquelas regiões, para o cumprimento de sua função social em benefício da comunidade.

Parágrafo Único – Para fins de cumprir o seu objeto social, a Companhia poderá exercer outras atividades afins, desde que devidamente autorizada pelo Poder Concedente, na forma da legislação pertinente.

Artigo 3º - A Companhia, com duração por tempo indeterminado, tem sede e foro na cidade de São Paulo e poderá constituir e extinguir filiais, sucursais, agências, escritórios ou representações em quaisquer pontos do território nacional, a critério da Diretoria, e no exterior, por proposta do Conselho de Administração aprovada pela Assembleia Geral.

**\* Artigo 3º alterado através da AGE de 05.02.01:**

“Artigo 3º - A Companhia, com duração por tempo indeterminado, tem sede e foro na cidade de Campinas, São Paulo, à Rua Ary Antenor de Souza, 321, Jd. Nova América, e poderá constituir filiais, sucursais, agências, escritórios ou representações em quaisquer pontos do território nacional, a critério da Diretoria, e no exterior, por proposta do Conselho de Administração aprovada pela Assembleia Geral.”

## **CAPÍTULO II**

### **DO CAPITAL SOCIAL, DAS AÇÕES E DOS ACIONISTAS**

Artigo 4º - O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 969.455.154,94 (novecentos e sessenta e nove milhões, quatrocentos e cinquenta e cinco mil, cento e cinquenta e quatro reais e noventa e quatro centavos) dividido em 137.791.861.991 (cento e trinta e sete bilhões, setecentos e noventa e um milhões, oitocentos e sessenta e um mil e novecentos e noventa e uma) ações, sendo 71.384.937.402 (setenta e um bilhões, trezentos e oitenta e quatro milhões, novecentos e trinta e sete mil e quatrocentos e duas) ações ordinárias e 66.406.924.589 (sessenta e seis bilhões, quatrocentos e seis milhões, novecentos e vinte e quatro mil e quinhentos e oitenta e nove) ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal.

**\* Artigo 4º alterado através da AGOE de 31.08.2005**

“Artigo 4º - O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 954.056.552,16 (novecentos e cinquenta e quatro milhões, cinquenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e dois reais e dezesseis centavos) dividido em 203.756.600.076 (duzentos e três bilhões, setecentos e cinquenta e seis milhões, seiscentos mil e setenta e seis) ações, sendo 183.761.944.618 (cento e oitenta e três bilhões, setecentos e sessenta e um milhões, novecentos e quarenta e quatro mil, seiscentos e dezoito) ações ordinárias e 203.756.600.076 (duzentos e três bilhões, setecentos e cinquenta e seis milhões, seiscentos mil e setenta e seis) ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal.”

Parágrafo Primeiro - Todas as ações da Companhia serão escriturais, sem emissão de certificados, mantidas em contas de depósito, em nome de seus titulares, na instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários e designada pela Assembléia Geral.

Parágrafo Segundo – A Companhia poderá emitir ações preferenciais, inclusive com criação de classe mais favorecida, sem guardar proporção com as ações ordinárias, respeitado sempre o limite de 2/3 (dois terços) para as ações preferenciais sem direito a voto ou com direito de voto restrito, nos termos do artigo 15, parágrafo 2, da Lei 6.404 de 1976.

Artigo 5º - As ações preferenciais não terão direito a voto e terão ainda as seguintes características:

I) prioridade de reembolso do capital, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da Companhia

II) direito de receber dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias;

III) direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, a ser eleito pelos titulares das ações preferenciais, em votação em separado;

IV) direito de participação nos aumentos de capital, decorrentes da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;

Parágrafo Único – Sem prejuízo das características conferidas por este Estatuto, as ações preferenciais adquirirão direito de voto se, durante 3 (três) exercícios sociais consecutivos, não lhes forem pagos os dividendos a que se refere o item II deste Artigo 5º, direito de voto este que cessará quando voltarem a ser pagos os referidos dividendos.

Artigo 6º – Cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembleias Gerais.

Artigo 7º – A Companhia poderá autorizar a instituição depositária encarregada do registro das ações escriturais a cobrar do acionista, observados os limites fixados pela Comissão de Valores Mobiliários, o custo do serviço de transferência da propriedade das ações escriturais

Artigo 8º – Fica assegurado aos acionistas, proporcionalmente às ações que possuírem, o direito de preferência na subscrição de novas ações.

### **CAPÍTULO III DOS ÓRGÃOS DA COMPANHIA**

Artigo 9º - São órgãos da Companhia:

I – a Assembleia Geral;

II – o Conselho de Administração;

III – a Diretoria;

IV – o Conselho Fiscal.

#### **SEÇÃO I DA ASSEMBLÉIA GERAL**

Artigo 10 – A Assembleia Geral reunir-se-á ordinariamente dentro dos 04 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social, na forma da lei, a fim de:

I) tomar as contas dos administradores, relativas ao exercício social;

II) examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras instruídas com parecer do Conselho Fiscal, se em funcionamento, e dos Auditores Externos;

III) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;

IV) eleger os membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração, quando for o caso, e os membros efetivos e suplentes do Conselho Fiscal, quando instalado;

V) fixar a remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria e, quando instalado, do Conselho Fiscal. A remuneração da administração poderá ser fixada globalmente, com indicação dos montantes totais atribuíveis a cada um destes órgãos, caso em que sua distribuição será resolvida, respectivamente, em reunião do Conselho de Administração e da Diretoria.

Artigo 11 – A Assembléia Geral reunir-se-á extraordinariamente sempre que os interesses da Companhia exigirem.

Artigo 12 – Ressalvadas as hipóteses especiais previstas em lei, competirá ao Conselho de Administração convocar a Assembléia Geral.

Artigo 13 – A mesa que dirigirá os trabalhos da Assembléia Geral será presidida pelo Presidente do Conselho de Administração, ou seu substituto, que escolherá o Secretário.

Artigo 14 – Para participar da Assembléia Geral, os acionistas deverão depositar na Companhia, com antecedência de pelo menos 5 (cinco) dias bancários úteis, contados da data fixada para a realização da Assembléia Geral, comprovante da propriedade das ações, expedido pela instituição financeira em que são mantidas em conta de depósito. O procurador e o representante legal dos acionistas deverão ainda, em igual prazo, depositar na Companhia o instrumento de mandato e os documentos comprobatórios da representação.

Artigo 15 – Mediante comunicação às bolsas de valores em que suas ações forem negociadas e publicação de anúncio, a Companhia poderá suspender, por períodos que não ultrapassem, cada um, 15 (quinze) dias, nem o total de 90 (noventa) dias durante o ano, os serviços de transferência, conversão e desdobramento de ações, ressalvado o registro da transferência das ações negociadas em bolsa anteriormente ao início do período de suspensão.

## **SEÇÃO II DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Artigo 16 - A Companhia terá um Conselho de Administração composto de no mínimo 4 (quatro) e no máximo 7 (sete) membros, sendo 1 (um) membro eleito pelos empregados da Companhia, na forma do disposto no Artigo 31, inciso IX, deste Estatuto. Poderão ainda ser eleitos no mínimo 2 (dois) e no máximo 6 (seis) membros suplentes (cargos estes que poderão ficar vagos), ressalvada a eleição de mais 1 (um) membro suplente pelos empregados da Companhia, também na forma prevista no Artigo 31, inciso IX, deste Estatuto. Os membros efetivos e suplentes serão acionistas, com mandato de 3 (três) anos, eleitos e destituíveis pela Assembléia Geral, podendo ser reeleitos, sendo um eleito como Presidente.

Parágrafo Primeiro – Os membros do Conselho de Administração serão empossados mediante assinatura de termo de posse no Livro de Atas das Reuniões do Conselho de Administração e permanecerão em seus cargos até a posse de seus substitutos ou sucessores.

Parágrafo Segundo – Em caso de vaga em cargo do Conselho de Administração, será ele substituído pelo Suplente mais proveito, cujo mandato terminará na primeira Assembleia Geral que se realizar.

Parágrafo Terceiro – Em caso de impedimento ou ausência temporária, assim considerados os que não excederem 90 (noventa) dias consecutivos, o Conselheiro ausente ou impedido será substituído por um suplente. Estando vagos os cargos de suplente, o substituto interino será designado pelo Conselho de Administração, ressalvada a hipótese do Conselheiro eleito pelos empregados da Companhia, caso em que será observado o disposto no “caput” deste Artigo 16. O Presidente do Conselho de Administração poderá indicar, dentre os demais Conselheiros, o seu substituto interino nos casos de ausência temporária ou impedimento.

Artigo 17 - O Conselho de Administração, mediante convocação do seu Presidente ou de quaisquer outros dois Conselheiros, regularmente eleitos e empossados reunir-se-á ordinariamente a cada 4 (quatro) meses e extraordinariamente sempre que os interesses da Companhia exigirem.

Parágrafo Primeiro – As convocações serão feitas por carta endereçada a cada Conselheiro, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas, devendo a convocação estar acompanhada da ordem do dia dos trabalhos.

Parágrafo Segundo – Independentemente de convocação, serão válidas as reuniões do Conselho de Administração que contarem com a presença da totalidade dos membros em exercício.

Parágrafo Terceiro – As reuniões do Conselho de Administração requerem para a sua instalação a presença de no mínimo 3 (três) membros. As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por maioria de votos dos membros presentes à reunião, possuindo cada membro direito a um voto, e constarão de atas lavradas e assinadas no livro próprio. Caso ocorra empate, a matéria será submetida à Assembleia Geral.

Artigo 18 - Compete ao Conselho de Administração:

- a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- b) eleger e destituir os Diretores da Companhia e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto neste Estatuto;
- c) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando a qualquer tempo os livros e documentos da Companhia e solicitando informações sobre os atos da administração;

- d) convocar a Assembléia Geral;
- e) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e contas da Diretoria e sobre a proposta de destinação do resultado do exercício;
- f) manifestar-se previamente sobre qualquer proposta que a Diretoria pretenda submeter à deliberação da Assembléia Geral;
- g) aprovar o orçamento de investimento de cada exercício social;
- h) aprovar a aquisição, alienação ou oneração de bens, móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da Companhia, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da Companhia;
- i) deliberar sobre a negociação com as próprias ações da Companhia, nos casos permitidos por lei;
- j) deliberar sobre o pagamento de dividendos intermediários ou intercalares;
- k) deliberar sobre o pagamento de juros a título de remuneração do capital próprio;
- l) escolher os auditores externos;
- m) aprovar o regimento interno e os regulamentos da Companhia;
- n) coordenar o atendimento e as relações com os órgãos de classe ou governamentais para serem promovidas pela Diretoria, indicando, quando for o caso, o Diretor encarregado de tais atos.

### **SEÇÃO III DA DIRETORIA**

Artigo 19 – A Companhia terá uma Diretoria composta de até 8 (oito) membros, sendo 1 (um) Diretor Presidente, 1 (um) Diretor Financeiro e de Relações com os Investidores, 1 (um) Diretor de Operações, 1 (um) Diretor Comercial e de “Marketing”, 1 (um) Diretor de Assuntos Regulatórios, 1 (um) Diretor de Recursos Humanos e de Infraestrutura Administrativa, 1 (um) Diretor de Suprimento de Energia e 1 (um) Diretor sem designação específica, os quais exercerão suas funções nos termos das atribuições estabelecidas neste Estatuto.

**\* Artigo 19º alterado através da AGE de 23.01.02:**

“Artigo 19º - A Companhia terá uma Diretoria composta de até 08 (oito) membros, sendo 1 (um) Diretor Presidente, 1 (um) Diretor Financeiro e de Relações com os Investidores, 1 (um) Diretor de Operações, 1 (um) Diretor de Assuntos Regulatórios, 1 (um) Diretor de Recursos Humanos e Administração, 1 (um) Diretor Comercial e de Suprimento de Energia e 2 (dois) Diretores sem designação específica.”

Artigo 20 – O mandato dos membros da Diretoria será de até 3 (três) anos, admitida a reeleição.

Parágrafo Único – Terminado o prazo do mandato, os membros da Diretoria permanecerão nos cargos até a posse dos sucessores.

Artigo 21 – Os membros da Diretoria serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse lavrado no Livro de Atas das Reuniões da Diretoria.

Artigo 22 - Nos impedimentos ou ausências temporárias de qualquer Diretor, assim entendidos os que não excederem 90 (noventa) dias consecutivos, compete à Diretoria indicar, dentre os Diretores, o substituto que acumulará interinamente as funções do Diretor impedido ou ausente.

Parágrafo Primeiro – Ocorrendo vaga na Diretoria, proceder-se-á da mesma forma estabelecida neste Artigo, perdurando a substituição interina até o provimento definitivo do cargo na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar, sendo o substituto eleito para completar o mandato do Diretor substituído.

Parágrafo Segundo – Além dos casos de morte ou renúncia, considerar-se-á vago o cargo do Diretor que, sem justa causa, deixar de exercer suas funções por mais de 90 (noventa) dias consecutivos.

Artigo 23 – Compete à Diretoria, agindo como órgão colegiado:

- a) zelar pela observância da Lei e deste Estatuto e pelo cumprimento das deliberações adotadas na Assembléia Geral, no Conselho de Administração e nas suas próprias reuniões;
- b) praticar todos os atos necessários ao funcionamento regular da Companhia;
- c) elaborar o regimento interno e os regulamentos da Companhia;
- d) recomendar ao Conselho de Administração a aquisição ou oneração de bens, móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da Companhia, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da Companhia, e ainda, autorizar, na forma do parágrafo terceiro do artigo 25, a alienação de bens inservíveis às atividades da Companhia;



e) apresentar à Assembléia Geral Ordinária, após manifestação do Conselho Fiscal, se em funcionamento, e do Conselho de Administração, as demonstrações financeiras do exercício, acompanhadas de proposta para a destinação do lucro líquido e, se conveniente, para a constituição de reservas, além da legalmente obrigatória.

Artigo 24 – Atribuições da Diretoria:

- I) Compete ao Diretor Presidente: (a) responder pelo planejamento, desenvolvimento e implementação das estratégias e objetivos da Companhia; (b) superintender a política geral da sociedade; (c) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (d) coordenar as atividades das Diretorias; (e) aprovar as definições e alterações da estrutura organizacional; e (f) supervisionar as atividades das áreas jurídica, de auditoria e de comunicação.

**\* Inciso I do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

“I) Compete ao Diretor Presidente: (a) responder pelo planejamento, desenvolvimento e implementação das estratégias e objetivos da Companhia; (b) superintender a política geral da sociedade; (c) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (d) coordenar as atividades das Diretorias; (e) aprovar as definições e alterações da estrutura organizacional; e (f) supervisionar as atividades da área jurídica e da Gestão Corporativa, compreendendo Tecnologia da Informação, Logística e Suprimentos e Programas de Transformação.”

- II) Compete ao Diretor Financeiro e de Relações com os Investidores: (a) responder pelas funções de suprimentos, finanças, contabilidade e de telemática, estabelecendo suas diretrizes, (b) administrar os recursos financeiros necessários à operação da Companhia; e (c) representar a Companhia nas relações com o mercado de capitais e financeiro, interno e externo, responsabilizando-se pela prestação de informações à Comissão de Valores Mobiliários e Bolsas de Valores.

**\* Inciso II do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

“II) Compete ao Diretor Financeiro e de Relações com os Investidores: (a) responder pela gestão financeira e orçamentária da Elektro; (b) fazer gestão no sentido de captar os recursos financeiros necessários aos programas aprovados, mantendo o controle das respectivas dívidas; (c) responder pela execução das práticas contábeis no âmbito da Elektro, inclusive nos aspectos patrimonial e de custos; (d) realizar, no seu âmbito de atuação, avaliações econômico-financeiras necessárias à condução dos negócios da Elektro; (e) realizar os estudos econômicos necessários à condução dos negócios, efetuando, quando for o caso, gestões externas para atender aos interesses da Elektro; (f) responder pelas funções de finanças e controladoria estabelecendo suas diretrizes; (g) administrar os recursos financeiros necessários à operação da Companhia; e (h) representar a Companhia nas relações com o mercado de capitais e financeiro, interno e externo, responsabilizando-se pela prestação de informações à Comissão de Valores Mobiliários e Bolsa de Valores.”

- III) Compete ao Diretor de Operações responder pelo planejamento, expansão e operação do sistema de distribuição de energia elétrica e demais atividades técnicas e de comercialização de energia.

**\* Inciso III do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

- “III) Compete ao Diretor de Operações: (a) responder pela distribuição de energia elétrica em sua área de concessão; (b) responder pelo planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema de distribuição de energia elétrica da empresa; (c) responder pelo atendimento a clientes, administração de vendas e sistemas de medição de energia elétrica; (d) responder pelos resultados empresariais e indicadores Técnico Operacionais no fornecimento de energia e serviços; (e) responder pela infra-estrutura descentralizada destinada à prestação de serviços aos clientes na sua área de atuação; (f) responder pelos resultados empresariais no fornecimento de energia e serviços; (g) responder pelo desenvolvimento tecnológico do sistema elétrico de distribuição; (h) responder pelas políticas ambientais; (i) responder pela Segurança do Trabalho e dos empregados da área de atuação; e (j) responder pelas atividades de teleatendimento aos clientes.”
- IV) Compete ao Diretor Comercial e de “Marketing” responder pelas funções comerciais e mercadológicas em geral atinentes às atividades e negócios da Companhia.

**\* Inciso IV do Artigo 24º excluído através da AGE de 23.01.02:**

- V) Compete ao diretor de Assuntos Regulatórios responder pela observância das normas vigentes pertinentes ao setor elétrico e ao contrato de Concessão, bem como, representar a sociedade perante entidades e associações de classes bem como, perante os órgãos institucionais responsáveis pela regulamentação do setor.

**\* Inciso V do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

- “IV) Compete ao diretor de Assuntos Regulatórios: responder pela observância das normas vigentes pertinentes ao setor elétrico e ao contrato de Concessão, bem como representar a sociedade perante aos órgãos institucionais responsáveis pela regulamentação do setor.”

- VI) Compete ao Diretor de Recursos Humanos e de Infraestrutura Administrativa responder pelas funções estratégicas de recursos humanos, pelos aspectos de treinamento e de administração de pessoal, relações sindicais e do trabalho, bem como, pelas funções de administração das instalações da infraestrutura administrativa.

**\* Inciso VI do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

- “V) Compete ao Diretor de Recursos Humanos e Administração: (a) responder pela condução da estratégia de relacionamento administrativo, sócio-econômico e legal da Empresa com seu corpo funcional, conforme diretrizes estabelecidas pela Elektro e pelos acionistas;

(b) responder pela elaboração, propostas de políticas e normas de dimensionamento e provimento da força de trabalho de Engenharia de Segurança do Trabalho, de Treinamento e Desenvolvimento de Pessoal, de Remuneração e Benefícios, de Medicina Ocupacional e Serviço Social e de Comunicação com base no Planejamento Estratégico de Recursos Humanos da Elektro; (c) coordenar o processo de negociação coletiva, junto às entidades sindicais; (d) coordenar o processo decisório das reclamações trabalhistas, individuais ou coletivas, nas instâncias administrativas e judiciais, bem como diagnosticar situações específicas de conflito nas relações do trabalho, propondo medidas para a solução das mesmas; (e) promover a difusão dos valores da Elektro e do Código de Ética; (f) responder pelo processo Sistema de Gestão de Performance; (g) responder pelas políticas de segurança patrimonial, utilização de veículos, bens patrimoniais imóveis e assuntos correlatos de infraestrutura; e (h) responder pela estratégia de comunicação institucional da Elektro junto aos órgãos de imprensa e comunidade.”

VII) Compete ao Diretor de Suprimento de Energia a realização das compras de energia em geral, a elaboração das projeções de mercado no setor de energia, e a representação da Companhia perante o MAE Mercado Atacadista de Energia e demais entidades conexas.

**\* Inciso VII do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

“VI) Compete ao Diretor Comercial e Suprimento de Energia: (a) responder pela compra de energia para o abastecimento do mercado da Elektro, a curto e longo prazos; (b) responder pelas projeções de mercado da Elektro, estimativas de volumes e preços de energia no mercado; (c) responder pela empresa junto aos fóruns setoriais de planejamento e na liquidação de curto prazo, no MAE ou em qualquer outro órgão que venha a substituí-lo, ou complementar tais atividades, no tocante a este mesmo assunto; (d) responder pelas funções comerciais e mercadológicas em geral atinentes às atividades e negócios da Companhia; (e) responder pelas atividades de marketing institucional; e (f) responder pelo relacionamento comercial da Companhia junto aos órgãos públicos, privados, associações e outros de interesse da Companhia.”

VIII) Compete ao Diretor sem designação específica (a) executar as atribuições fixadas pelo Conselho de Administração, (b) auxiliar o Presidente no desempenho de suas funções; e (c) auxiliar na administração da Companhia de um modo geral.

**\* Inciso VIII do Artigo 24º alterado através da AGE de 23.01.02:**

“VI) Compete aos Diretores sem designação específica (a) executarem as atribuições fixadas pelo Conselho de Administração, (b) auxiliarem o Presidente no desempenho de suas funções; e (c) auxiliarem na administração da Companhia de um modo geral.”

Artigo 25 – A Diretoria reunir-se-á por convocação do Presidente, com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo Primeiro – As decisões da Diretoria tomar-se-ão por maioria de votos dos membros presentes à reunião, possuindo cada Diretor um voto. No caso de empate, a matéria será submetida à deliberação do Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo – Caberá a qualquer Diretor, ressalvadas as competências estatutárias, a representação judicial e extrajudicial da Companhia.

Parágrafo Terceiro – Os documentos que constituam a Companhia em obrigação ou exonem terceiros de responsabilidade conterão a assinatura de 2 (dois) Diretores, ou de 1 (um) Diretor em conjunto com 1 (um) procurador, ou de 2 (dois) procuradores com poderes especiais, nos limites e condições estabelecidos pela Diretoria.

Parágrafo Quarto - Os procuradores da Companhia serão constituídos mediante a outorga de instrumentos de mandato específicos que deverão ser assinadas por 2 (dois) Diretores com especificação dos poderes outorgados os quais, com exceção das que contenham a cláusula *ad judicium* deverão ter prazo de validade.

Parágrafo Quinto – Poderá a Diretoria deliberar sobre a constituição de um ou mais procuradores, que agirão isoladamente, para o fim especial de representar a Companhia no endosso de cheques para depósito em conta corrente bancária da Companhia, na emissão de ordens de pagamento, nos limites e condições estabelecidos pela Diretoria, na assinatura de contratos de trabalho e no recebimento, em nome da Companhia, de citações, notificações e intimações.

#### **SEÇÃO IV DO CONSELHO FISCAL**

Artigo 26 – O Conselho Fiscal não terá funcionamento permanente e será instalado pela Assembléia Geral a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das ações ordinárias, ou 5% (cinco por cento) das ações sem direito a voto .

Artigo 27 – O Conselho Fiscal será constituído de no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros, e suplentes em igual número.

Parágrafo Primeiro – Caso solicitado o funcionamento do Conselho Fiscal, a Assembléia Geral deverá determinar o número de membros efetivos e igual número de suplentes a serem eleitos, observadas as disposições legais aplicáveis.

Parágrafo Segundo – Cada período de funcionamento do Conselho Fiscal terminará na primeira Assembléia Geral Ordinária após sua instalação.

## **CAPÍTULO IV DO EXERCÍCIO SOCIAL**

Artigo 28 – O exercício social terá início em 1º de janeiro e terminará no dia 31 de dezembro de cada ano. Ao final de cada exercício social, a Diretoria fará elaborar as demonstrações financeiras previstas em lei.

Artigo 29 – A Diretoria, após aprovação do Conselho de Administração, poderá (i) determinar o levantamento de balanços semestrais ou em períodos menores e distribuir dividendos à conta dos lucros líquidos apurados em tais balanços, observadas as restrições legais, e (ii) declarar dividendos intermediários ou intercalares, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral aprovado pela Assembléia Geral.

Artigo 30 – Do resultado apurado no exercício, após a dedução dos prejuízos acumulados, se houver, e da provisão para pagamento do imposto de renda, a Diretoria submeterá à Assembléia Geral proposta de destinação do lucro líquido.

Parágrafo Primeiro– Do lucro líquido assim remanescente:

- a) 5% (cinco por cento) serão destinados à constituição da reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;
- b) 25% (vinte e cinco por cento) serão destinados ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, observado o disposto no Artigo 5º, item II, deste Estatuto;
- c) quanto ao saldo, as demonstrações financeiras contemplarão proposta à Assembléia Geral Ordinária sobre sua destinação total, observado o disposto nos artigos 193 a 203 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Parágrafo Segundo – O pagamento de juros a título de remuneração do capital próprio poderá ser deduzido do montante de dividendos a pagar.

## **CAPÍTULO V DAS OBRIGAÇÕES ESPECIAIS DO DETENTOR DO BLOCO DE CONTROLE**

Artigo 31 - O detentor do bloco de controle, assim considerado o bloco constituído pelas ações identificadas no item 1.6.1 do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado em 24 de julho de 1998 com a CESP – Companhia Energética de São Paulo (“Contrato de Compra e Venda de Ações”), nos termos do Edital no. AS/F/816/98 referente a alienação de ações ordinárias do capital social da Companhia (“Edital”), e seus eventuais sucessores, a qualquer título, inclusive em decorrência de posterior cessão e transferência de ações integrantes do bloco de controle, estarão obrigados solidariamente em relação à Companhia,

12

de forma irrevogável e irretroatável, sem prejuízo do cumprimento das normas legais e regulamentares específicas, a cumprir rigorosamente as seguintes obrigações especiais, exercendo para tal, se necessário, seu direito de voto na Assembleia Geral da Companhia, de maneira a:

- I. submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) quaisquer alterações que impliquem transferências ou mudanças diretas ou indiretas da propriedade do bloco de controle da Companhia;
- II. atender, independentemente do disposto no Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica a ser celebrado entre a União e a Companhia (“Contrato de Concessão”), nos termos do Edital, à requisição de documentos ou ao pedido de quaisquer informações relativas à Companhia que venham a ser formulados pelos entes governamentais de fiscalização, controle e auditoria, bem como permitir que funcionários destes ou pessoas devidamente autorizadas tenham acesso a livros e documentos, na forma da lei;
- III. manter a capacitação da Companhia de modo a observar, sempre, os preceitos da legislação aplicável aos serviços concedidos;
- IV. desenvolver ações visando a conservação ambiental, quer pela continuidade da execução dos programas estabelecidos, como também pelo engajamento em novos projetos vinculados à manutenção da qualidade do meio ambiente, necessários à eficácia das atividades da Companhia;
- V. assegurar aos empregados da Companhia, de forma ininterrupta, plano de previdência complementar;
- VI. assegurar aos portadores de deficiência física todos os direitos e vantagens atualmente garantidos no âmbito da Companhia para esse segmento da população;
- VII. estabelecer um programa de “Depositary Receipts” (DRs) para as ações preferenciais da Companhia de acordo com o Anexo V da Resolução 1.289, de 20 de março de 1987, do Banco Central do Brasil e suas posteriores alterações, até 14 de setembro de 1998;
- VIII. a Companhia será de capital aberto, característica que deve ser mantida durante todo o tempo de concessão, salvo em decorrência de exigência legal, devendo as suas ações ser negociáveis em Bolsa de Valores;
- IX. assegurar que 1 (um) membro do Conselho de Administração da Companhia seja eleito pelos seus empregados, caso as ações que detenham não sejam suficientes para assegurar tal eleição na forma da legislação societária, sem prejuízo da representação que, de acordo com a mesma legislação, possa caber aos demais acionistas da Companhia, sendo certo que, uma vez obtida pelos empregados a representação assegurada pela legislação societária, a presente obrigação perderá eficácia;
- X. manter programa de requalificação profissional voltado às ações de desligamento de pessoal;

- XI. fazer com que a Companhia mantenha o programa de apoio às entidades assistenciais e beneficentes nos termos do protocolo firmado pela CESP – Companhia Energética de São Paulo para o cumprimento do Decreto Estadual nº 19.690, de 07 de outubro de 1982;
- XII. determinar que a Companhia proceda a implantação de novas instalações e a ampliação e modificação das existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas e recomendações dos órgãos gerenciadores do Sistema Elétrico Nacional e da União, nos termos do Contrato de Concessão;
- XIII. não permitir a alteração das disposições objeto deste Artigo 31 pelo prazo previsto no Contrato de Concessão, salvo nos casos onde outro prazo esteja determinado;
- XIV. assegurar que a Companhia adote, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e empregue equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços, modicidade das tarifas, bem como sejam observadas e cumpridas as metas do Programa de “Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica”, anexo ao Contrato de Concessão
- XV. manter a sede da Companhia no Estado de São Paulo;
- XVI. fazer com que a Companhia aplique pelo período de 04 (quatro) anos (1999 a 2002), os valores abaixo indicados, na data base de novembro de 1997, corrigidos monetariamente segundo a variação do IGP-M, objetivando integralizar a dotação orçamentária da Fundação Patrimônio Histórico da Energia de São Paulo – FPHESP, de acordo com as metas estabelecidas pelo Estado de São Paulo no programa anual aprovado quando da criação da aludida fundação, sendo que os referidos valores deverão ser depositados integralmente, em uma única parcela todo dia 10 de janeiro de cada ano ou no primeiro dia útil subsequente caso a data de vencimento caia em dia não útil:

ANO	VALOR (R\$)
1999	324.717,48
2000	323.382,82
2001	323.382,82
2002	323.382,82

- XVII. dar continuidade ao Programa de Eletrificação Rural, hoje denominado “Luz da Terra”, alocando para tanto os recursos necessários à execução, no ano de 1998, de 12.970 (doze mil novecentos e setenta) ligações e, no ano de 1999, 10.000 (dez mil) novas ligações, conforme informações disponíveis nas salas de informações a que se refere o item 1.1.XXXVII do Edital (“Salas de Informações”). Deverá ainda dar continuidade à participação da Companhia no aludido programa enquanto vigorar o Decreto Estadual nº 41.187, de 25 de setembro de 1996, sem que a Companhia faça jus a quaisquer ressarcimentos ou reivindicações, a qualquer título, junto ao Estado de São Paulo;

XVIII. manter servidão sobre as áreas onde encontram-se instaladas as estações de microondas, bem como instituir servidão permanente e gratuita de acesso em favor da CESP – Companhia Energética de São Paulo às instalações das subestações pertencentes à Companhia, nas quais permanecerem equipamentos de telecomunicações de propriedade da CESP – Companhia Energética de São Paulo, os quais estão identificados nas Salas de Informações, possibilitando à CESP – Companhia Energética de São Paulo os serviços de manutenção de tais equipamentos. A Companhia deverá garantir o fornecimento de energia elétrica às aludidas estações de telecomunicações;

- XIX. assegurar de maneira permanente e gratuita a utilização e acesso para manutenção pela CESP – Companhia Energética de São Paulo do cabo guarda com fibras ópticas do tipo OPGW, do ramal de 138 kV derivado da LT Barra Bonita – Rio Claro I para a S/E Rio Claro III com 4,3 km de comprimento incluído no contrato TELESP/CESP – referência CT 95/5700, de 04/07/95, bem como assegurar a viabilidade de instalação, utilização e acesso para manutenção de cabo guarda com fibras ópticas do tipo OPGW no ramal de 138 kV derivado da LT Registro – Peruíbe para a S/E Juquiá com 1,489 km de comprimento, incluído no contrato TELESP/CESP referência CT 96/6276 de 27/11/96;
- XX. efetuar e responder por todos os atos necessários à regularização e transferência de domínio dos imóveis, a que se refere o Edital, da CESP – Companhia Energética de São Paulo, para a Companhia, arcando a Companhia com todas as despesas e custas decorrentes de tais atos e ficando a CESP – Companhia Energética de São Paulo isenta de qualquer responsabilidade, mas se comprometendo a fornecer informações e documentação necessárias à regularização de que trata este item: e
- XXI. cumprir os critérios técnicos-financeiros a serem adotados para garantir o resgate físico de CTEE's – Certificados a Termo de Energia Elétrica e de Debêntures referentes ao Projeto Porto Primavera de que trata o item 4.3.1.8. do Edital, conforme Instrumento Particular de Acordo e Outras Avenças firmado em 19 de junho de 1998, entre a CESP – Companhia Energética de São Paulo e a Companhia.

## **CAPÍTULO VI DA DISSOLUÇÃO**

Artigo 32 – A Companhia se dissolverá nos casos previstos em lei, competindo à Assembléia Geral determinar o modo de liquidação, nomear o liquidante e eleger o Conselho Fiscal que deva funcionar durante o período de liquidação.

## **CAPÍTULO VII DAS DISPOSIÇÕES GERAIS**

Artigo 33 – A Companhia será regulada por este Estatuto e pela legislação aplicável.

Artigo 34 – A Companhia manterá um plano de previdência complementar a seus empregados.



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Escritura de Emissão

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

COLEGIADA



JUCESP PROTOCOLO  
717866/05-1



**ESCRITURA DA SEGUNDA EMISSÃO DE DEBENTURES SIMPLES QUIROGRAFÁRIAS, COM GARANTIA ADICIONAL, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES DA ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

Pelo presente instrumento particular:

- i. **Elektro Eletricidade e Serviços S.A.**, sociedade com sede na Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.328.280/0001-97, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("EMISSORA"); e
- ii. **Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**, com sede na Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205, Condomínio Downtown, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("AGENTE FIDUCIÁRIO"),

vêm, por esta e na melhor forma de direito, firmar a presente Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (a "ESCRITURA", a "EMISSÃO" e as "Debêntures", respectivamente), contendo as seguintes cláusulas e condições:

**CLÁUSULA I - DA AUTORIZAÇÃO**

1.1. Esta ESCRITURA é firmada com base na autorização deliberada pela Assembleia Geral Extraordinária da EMISSORA realizada em 31 de agosto de 2005 ("AGE"). Esta ESCRITURA será aditada após o Procedimento de Bookbuilding (conforme definido na Cláusula 4.4.3. abaixo), com base em autorização deliberada pela Reunião do Conselho de Administração da EMISSORA a ser realizada para ratificação do resultado do Procedimento de Bookbuilding ("RCA").

1.2. A AGE da EMISSORA delegou poderes ao conselho de administração para deliberar sobre as taxas de juros da remuneração das Debêntures, após a conclusão do Procedimento de Bookbuilding (conforme abaixo definido), bem como autorizou a diretoria da EMISSORA a contratar instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais para proceder à colocação pública das Debêntures, após o competente registro da EMISSÃO na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").



Handwritten signature

JUN 27 1976

## CLÁUSULA II - DOS REQUISITOS

A EMISSÃO das Debêntures será feita com observância dos seguintes requisitos:

### 2.1. Arquivamento e Publicação da Deliberação

As atas da AGE e da RCA deverão ter sido arquivadas na Junta Comercial do Estado de São Paulo ("JUCESP") e publicadas no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Valor Econômico.

### 2.2. Inscrição da ESCRITURA

A ESCRITURA e seus aditamentos deverão ter sido inscritos na JUCESP, de acordo com disposto no inciso II do artigo 62 da Lei n.º 6.404/76.

### 2.3. Registro na Comissão de Valores Mobiliários

A EMISSÃO deverá ter sido registrada na CVM, na forma da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, da Lei nº 6.404/76, bem como das demais disposições legais e regulamentares pertinentes.

### 2.4. Registro para distribuição no mercado primário

A EMISSÃO deverá ter sido registrada para distribuição no mercado primário (i) no Sistema de Distribuição de Títulos ("SDT"), administrado pela Associação Nacional das Instituições de Mercado Financeiro ("ANDIMA") e operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"), sendo a integralização das Debêntures liquidada pela CETIP e (ii) no Sistema Bovespa Fix ("Bovespa Fix"), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo ("Bovespa"), sendo a integralização das Debêntures liquidada na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC").

### 2.5. Registro para negociação no mercado secundário

A EMISSÃO deverá ter sido registrada para negociação no mercado secundário (i) no Sistema Nacional de Debêntures ("SND"), administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e (ii) no Bovespa Fix, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.



## 2.6. Registro na ANBID

A EMISSÃO deverá ser registrada junto à Associação Nacional dos Bancos de Investimento ("ANBID") no prazo de 15 (quinze) dias, a contar da data da concessão do respectivo registro na CVM, nos termos dos artigos 22 e 23 do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários ("Código ANBID").

## CLÁUSULA III - DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO COMUNS ÀS TRÊS SÉRIES

As Debêntures terão as seguintes características e condições:

### 3.1. Valor Total e Número da EMISSÃO

O valor total da EMISSÃO é de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais), na Data de Emissão (conforme definida na Cláusula 3.8. abaixo). Esta ESCRITURA representa a segunda emissão de debêntures da EMISSORA.

### 3.2. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, será de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) ("Valor Nominal Unitário").

### 3.3. Quantidade de Debêntures e Número de Séries

Serão emitidas 75.000 (setenta e cinco mil) Debêntures na EMISSÃO. A EMISSÃO será realizada em 3 (três) séries, sendo a 1ª série composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures ("Debêntures da 1ª Série"), a 2ª série composta por 18.750 (dezoito mil, setecentos e cinquenta) Debêntures ("Debêntures da 2ª Série") e a 3ª série composta por 18.750 (dezoito mil, setecentos e cinquenta) Debêntures ("Debêntures da 3ª Série") (as Debêntures da 1ª Série, as Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série em conjunto denominadas simplesmente como as "Debêntures").

### 3.4. Forma

As Debêntures terão a forma escritural, nominativa, sem a emissão de cautelas ou certificados. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da conta de depósito emitido pela instituição responsável pela escrituração das Debêntures. 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 expedido pela CBLC, relatório indicando a titularidade das Debêntures que estiverem custodiadas na CBLC.

### 3.5. Conversibilidade

As Debêntures não serão conversíveis em ações.

### 3.6. Espécie

As Debêntures serão da espécie quirografária com garantia adicional a ser constituída nos termos da Cláusula 3.14. abaixo.

### 3.7. Limite de Emissão

O capital social da EMISSORA na data de assinatura desta ESCRITURA é de R\$ 954.056.552,16 (novecentos e cinquenta e quatro milhões, cinquenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e dois reais e dezesseis centavos), estando, portanto, atendido o limite de emissão previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.

### 3.8. Data de Emissão

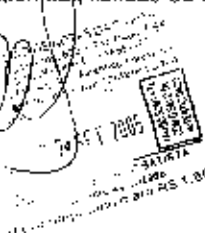
Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 01.09.2005 ("Data de Emissão").

### 3.9. Local de Pagamento

Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela EMISSORA no dia de seu respectivo vencimento, utilizando-se os procedimentos adotados (i) pela CETIP, para as Debêntures registradas no SND, (ii) pela CBLC, para as Debêntures registradas no Bovespa Fix ou (iii) pelo BANCO MANDATÁRIO (conforme definido na Cláusula 3.16. abaixo), para as Debêntures que não estiverem depositadas em custódia vinculada ao Bovespa Fix e/ou ao SND.

### 3.10. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogados até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos nos termos desta ESCRITURA, os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da presente ESCRITURA, quando a data de tais pagamentos coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.



### 3.11. Encargos Moratórios

Ocorrendo atraso imputável à EMISSORA no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso, independentemente de qualquer aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, ficarão sujeitos a multa moratória de 2% (dois por cento) e juros de mora *pro rata temporis* de 1% (um por cento) ao mês, ambos incidentes sobre os valores em atraso devidamente acrescidos do Rendimento das Debêntures (conforme definido nas Cláusulas 4.4., 5.4. e 6.4. abaixo) desde a data de inadimplemento até a data do seu efetivo pagamento.

### 3.12. Mora do Titular de Debêntures

Sem prejuízo do disposto na Cláusula 3.11. acima, o não comparecimento do titular de Debênture para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da EMISSORA nas datas previstas nesta ESCRITURA, ou em comunicado publicado pela EMISSORA, não lhe dará direito ao recebimento de qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, assegurados, todavia, os direitos adquiridos até a data do seu respectivo vencimento.

### 3.13. Rendimento das Debêntures

3.13.1. Na ocorrência de desenquadramento de qualquer dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1. abaixo, os Rendimentos das Debêntures serão automaticamente elevados, desde a ocorrência do evento até a sua correção, em 0,5% (zero vírgula cinco por cento) ao ano, para as 3 (três) séries das Debêntures.

3.13.2. Tão logo a EMISSORA providencie o reenquadramento dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1. abaixo, o acréscimo nos Rendimentos das Debêntures de que trata a Cláusula 3.13.1. acima deixará de ser aplicado a partir da data do referido reenquadramento.

3.13.3. Na hipótese de qualquer dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1. abaixo permanecerem desenquadrados por prazo superior a 12 (doze) meses contados de sua ocorrência, aplicar-se-á o disposto na Cláusula 8.1. abaixo.





### 3.14. Garantia Adicional

Os pagamentos relativos às Debêntures serão garantidos por meio da constituição de cessão fiduciária de direitos creditórios de titularidade da EMISSORA, referentes a contas de arrecadação de fornecimento de energia elétrica, garantia esta a ser formalizada por meio da celebração de contrato de cessão fiduciária entre a EMISSORA, o AGENTE FIDUCIÁRIO e o BANCO MANDATÁRIO, em observância ao disposto no artigo 66-B da Lei nº 4.728/65, com a nova redação dada pelo artigo 55 da Lei nº 10.931/04 ("Contrato de Garantia"). O Anexo I desta ESCRITURA é cópia da versão final do Contrato de Garantia.

### 3.15. Publicidade

Todos os atos e decisões destinados aos debenturistas deverão ser obrigatoriamente comunicados, na forma de avisos, nos jornais Diário Oficial do Estado de São Paulo e Valor Econômico, devendo a EMISSORA avisar o AGENTE FIDUCIÁRIO da realização de qualquer publicação até 5 (cinco) dias úteis antes da sua ocorrência.

### 3.16. Banco Mandatário e Agente Escriurador

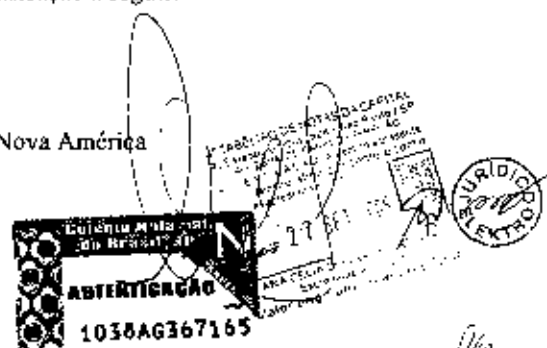
O banco mandatário e agente escriturador da EMISSÃO será o Banco Itaú S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Praça Alfredo Egydio de Souza Aranha, n.º 100 - Torre Itáúsa, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.701.190/0001-04 ("BANCO MANDATÁRIO").

### 3.17. Comunicações

As comunicações a serem enviadas em decorrência desta ESCRITURA, se 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), devendo os respectivos originais ser encaminhados até 5 (cinco) dias úteis após o envio da mensagem; se feitas por correspondência, as comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelos Correios ou por telegrama, nos endereços constantes da qualificação a seguir:

Para a EMISSORA:

Elektro Eletricidade e Serviços S.A.  
Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América  
13053-024 - Campinas, SP  
At.: Rinaldo Pecchio Jr.



Tel.: (19) 3726-1090;  
Fax: (19) 3726-1560;  
E-mail: rinaldo.pecchioli@elektro.com.br

Para o AGENTE FIDUCIÁRIO:

**Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**  
Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205  
22640-100 – Rio de Janeiro – RJ  
At.: Sr. Juarez Dias Costa  
Tel.: (21) 2493-7003  
Fax: (21) 2493-4746/4901  
E-mail: agente@oliveiratrust.com.br

Para o BANCO MANDATÁRIO:

**Banco Itaú S.A.**  
Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, nº 707  
04344-902 – São Paulo – SP  
At.: Sr. José Nilson Cordeiro  
Tel.: (11) 5029-1317  
Fax: (11) 5029-1917  
E-mail: jose-nilson.cordeiro@itau.com.br

Para a CETIP:

**Câmara de Custódia e Liquidação**  
Rua Líbero Badaró, nº 425, 24º andar  
São Paulo – SP  
At.: Sra. Anna Maria Bergamo  
Tel.: (11) 3111-1403  
Fax: (11) 3115-1664  
E-mail: annamaria@cetip.com.br

Para o Bovespa Fix:

**Bolsa de Valores de São Paulo**  
Rua XV de Novembro, nº 275  
São Paulo – SP  
At.: Sr. João Antônio Passos Carvalho



Tel.: (11) 3233-2177

E-mail: jcarvalho@bovespa.com.br / zgc@bovespa.com.br

### 3.18. Destinação dos Recursos

O montante líquido obtido pela EMISSORA com a distribuição das Debêntures será utilizado da seguinte forma:

(i) aproximadamente 67% (sessenta e sete por cento) dos recursos captados por meio da Emissão serão utilizados na liquidação de empréstimos ponte obtidos pela EMISSORA em 04 de julho de 2005 perante o Banco Itaú BBA S.A. e o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., no valor total de R\$ 500.000.000,00 (quinhentos milhões de reais), com remuneração equivalente à variação diária da Taxa DI (conforme definida abaixo), acrescida de *spread* de 2,25% (dois virgula vinte e cinco por cento) ao ano, e prazo de vencimento em 180 (cento e oitenta) dias contados do primeiro desembolso (os empréstimos ponte em conjunto definidos como o “Empréstimo-Ponte”). O Empréstimo-Ponte foi concedido à EMISSORA para financiar o pagamento antecipado, juntamente com recursos próprios da EMISSORA, do saldo devedor (principal e juros diferidos) da dívida, em moeda estrangeira, da EMISSORA para com a ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (“ETB”), no valor de US\$ 243.423.619,30 (duzentos e quarenta e cinco milhões, quatrocentos e vinte e três mil, seiscentos e dezenove dólares dos Estados Unidos da América e trinta centavos) (“Dívida com ETB”); e

(ii) o saldo remanescente dos recursos será utilizado para reforço do capital de giro da EMISSORA.

### 3.19. Colocação das Debêntures

3.19.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para distribuição no mercado primário no Bovespa Fix e no SDT, mediante observância do plano de distribuição descrito no anúncio de início da distribuição pública das Debêntures (“Anúncio de Início”).

3.19.2. A colocação pública das Debêntures (“Oferta”) somente terá início após a concessão do registro da Emissão pela CVM e a publicação do Anúncio de Início. As Debêntures da 2ª Série somente serão colocadas após o encerramento da



colocação da totalidade das Debêntures da 1ª Série. As Debêntures da 3ª Série somente serão colocadas após o encerramento da colocação da totalidade das Debêntures da 2ª Série.

**3.19.3.** Não será admitida a distribuição parcial das Debêntures, sendo que a Oferta somente será concluída em havendo a subscrição e integralização, durante o prazo de colocação a ser estabelecido no Anúncio de Início, do total das Debêntures distribuídas no âmbito da Emissão.

**3.19.3.1.** Na hipótese de não conclusão da Oferta por conta do não atendimento do disposto na Cláusula 3.19.3. acima, os investidores que já tiverem subscrito e integralizado Debêntures receberão dos coordenadores da Oferta os montantes, em moeda corrente nacional, utilizados na integralização de Debêntures, no prazo a ser indicado no Anúncio de Início, deduzidos dos encargos e tributos devidos, sem qualquer remuneração.

#### **3.20. Imunidade dos Debenturistas**

Caso qualquer titular de Debêntures goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar à EMISSORA e/ou ao BANCO MANDATÁRIO, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de pagamentos referentes às Debêntures, documentação comprobatória da referida imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus pagamentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

### **CLÁUSULA IV - DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA PRIMEIRA SÉRIE**

#### **4.1 Quantidade**

A primeira série da Emissão será composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures da 1ª Série.

#### **4.2. Prazo e Data de Vencimento**

O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01.09.2011 ("Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série"), data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do



**RENTIMENTO**

Rendimento da 1ª Série (conforme definido na Cláusula 4.4. abaixo), em moeda corrente nacional, nos termos desta ESCRITURA.

#### 4.3. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal das Debêntures da 1ª Série

O Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série (conforme definido abaixo) será amortizado conforme a tabela a seguir ("Amortização das Debêntures da 1ª Série"):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

#### 4.4. Rendimento

A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 1ª Série farão jus ao seguinte rendimento, composto pela Atualização (conforme definida na Cláusula 4.4.1. abaixo) e pelos Juros Remuneratórios da 1ª Série (conforme definido na Cláusula 4.4.3. abaixo) (o "Rendimento da 1ª Série"):

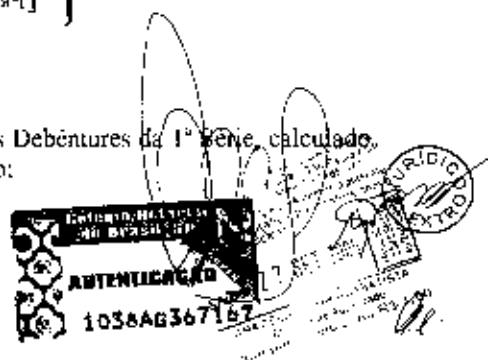
##### 4.4.1. Atualização

As Debêntures da 1ª Série terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado (a "Atualização") a partir da Data de Emissão, pela variação percentual do IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado, apurada e divulgada pela Fundação Getúlio Vargas ("Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série"), sendo o produto da Atualização incorporado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série automaticamente, segundo a seguinte fórmula:

$$VN_n = VN_e \times \left[ \frac{IGP-M_1}{IGP-M_0} \right] \times \left[ \frac{IGP-M_2}{IGP-M_1} \right] \times \dots \times \left[ \frac{IGP-M_n}{IGP-M_{n-1}} \right]$$

onde:

**VNa** é o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;



10/09/2018

**VNe** é o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série (conforme definido na Cláusula 4.4.3.1. abaixo), informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**IGP-M<sub>0</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de início de atualização;

**IGP-M<sub>1</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês de início de atualização;

**IGP-M<sub>2</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês subsequente ao mês de início de atualização;

**IGP-M<sub>n</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de atualização até a data de aniversário da Debênture da 1ª Série. Após a data de aniversário, valor do número índice do IGP-M do mês de atualização;

**IGP-M<sub>n-1</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês "n";

**dup** é o número de dias úteis da última data base até a data de atualização, sendo dup um número inteiro;

**dut** é o número de dias úteis contidos entre a última e a próxima data base, sendo dut um número inteiro.

Para efeitos das definições indicadas acima, considerar-se "datas de aniversário" as datas correspondentes ao primeiro dia útil de cada mês, e "data base" o primeiro dia útil de cada mês.

O número índice do IGP-M deverá ser utilizado considerando-se idêntico número de casas decimais daquele divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.

A aplicação do IGP-M incidirá anualmente, ou no menor período permitido pela legislação em vigor.

4.4.1.1. Se, na data de vencimento de quaisquer obrigações pecuniárias da EMISSORA relativas às Debêntures da 1ª Série não houver divulgação do IGP-M, será aplicado o último número índice do IGP-M divulgado, calculado *pro rata temporis*, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a EMISSORA e os titulares de Debêntures da 1ª Série quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável. Se a não divulgação do IGP-M for superior ao prazo de 10 (dez) dias consecutivos, aplicar-se-á o disposto nos parágrafos abaixo quanto à definição dos novos parâmetros da Atualização das Debêntures da 1ª Série.

4.4.1.2. No caso de extinção, ausência de apuração e/ou divulgação por mais de 10 (dez) dias consecutivos após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou impossibilidade legal de aplicação do IGP-M às Debêntures da 1ª Série, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de cinco (5) dias contados (i) do primeiro



11111111

dia em que o IGP-M não tenha sido divulgado pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do período de 2 em que o IGP-M não possa ser utilizado por proibição legal ou judicial, convocar a Assembleia Geral de titulares de Debêntures da 1ª Série para a deliberação, de comum acordo com a EMISSORA, observada a Decisão Conjunta BCB/CVM n.º 13/03 e/ou regulamentação aplicável, do novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série, dentre aqueles que melhor refletirem a inflação do período. O *quorum* necessário para definição do novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário aplicável às Debêntures da 1ª Série deverá ser composto por debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 1ª Série em circulação.

4.4.1.3. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série entre a EMISSORA e os debenturistas da 1ª Série representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 1ª Série em circulação, a EMISSORA, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a EMISSORA a comunicar por escrito ao AGENTE FIDUCIÁRIO, no prazo de 15 (quinze) dias contados a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

(i) A EMISSORA poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 1ª Série em circulação, com o seu consequente cancelamento, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente (a) ao saldo de seu Valor Nominal Unitário Atualizado e (b) aos Juros Remuneratórios da 1ª Série, devidos até a data do efetivo resgate, calculados *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento de Juros da 1ª Série, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo da Atualização aplicável às Debêntures a serem resgatadas, será utilizado o último IGP-M divulgado oficialmente, acrescido dos Juros Remuneratórios da 1ª Série; ou

(ii) A EMISSORA poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 1ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela EMISSORA, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 1ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida na Cláusula 4.4.3.1. abaixo (ou seja, o pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série deverá ser, no máximo, anual); (b) o cronograma de pagamento da Amortização das Debêntures da



1ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série superior a (b1) 66,67% (sessenta e seis vírgula sessenta e sete por cento) até 01.09.2009, (b2) 33,34% (trinta e três vírgula trinta e quatro por cento) até 01.09.2010 e (b3) 0% (zero por cento) até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 1ª Série, será utilizado o parâmetro de Atualização definido pelos debenturistas e apresentado à EMISSORA na referida Assembleia Geral de debenturistas.

#### 4.4.2. Periodicidade de Pagamento da Atualização

A Atualização será paga juntamente com o Valor Nominal Unitário, exclusivamente (i) nas datas de Amortização das Debêntures da 1ª Série, (ii) na Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série e/ou (iii) nas datas em que sejam realizados eventuais amortizações e/ou resgates antecipados das Debêntures.

#### 4.4.3. Juros Remuneratórios da 1ª Série

As Debêntures da 1ª Série renderão juros correspondentes à taxa percentual fixa ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis de acordo com a fórmula prevista abaixo ("Juros Remuneratórios da 1ª Série"). A taxa percentual referida acima será definida em procedimento de *bookbuilding* a ser conduzido pelas instituições financeiras responsáveis pela coordenação da Emissão e colocação das Debêntures ("Procedimento de Bookbuilding").

4.4.3.1. Define-se "Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série" como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data da Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, ou na Data de Pagamento de Juros da 1ª Série (conforme abaixo definido) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, e termina na Data de Pagamento de Juros da 1ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. Os Juros Remuneratórios da 1ª Série correspondentes aos Períodos de Capitalização das Debêntures da 1ª Série serão devidos em 01.09.2006, 01.09.2007, 01.09.2008, 01.09.2009, 01.09.2010 e 01.09.2011 (referidas datas de pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série, as "Datas de Pagamento de Juros da 1ª Série").





Juros

4.4.3.2. O cálculo dos Juros Remuneratórios da 1ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNa * [FatorJuros - 1];$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 1ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNa** = Valor Nominal Atualizado das Debêntures da 1ª Série calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorJuros** = Fator de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento;

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

onde:

**taxa** = taxa de juros fixa, na forma percentual ao ano, informada com 4 (quatro) casas decimais, a ser definida no Procedimento de Bookbuilding;

**n** = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

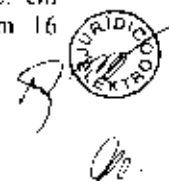
**DT** = é o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

**DP** = é o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

#### Observações:

1) Os fatores resultantes da expressão  $\left[ \frac{IGP - M_n}{IGP - M_{n-1}} \right]$  são considerados com 8 (oito) casas decimais sem arredondamento;

2) O produtório é executado a partir do fator mais recente, acrescentando-se, em seguida, os mais remotos. Os resultados intermediários são calculados com 16



(dezesseis) casas decimais, sendo arredondado para cima.

#### 4.5. Preço de Subscrição e Integralização

4.5.1. O preço de subscrição das Debêntures da 1ª Série será o seu Valor Nominal Unitário Atualizado acrescido do Rendimento da 1ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de integralização (exclusive).

4.5.2. Caso, até a data de integralização das Debêntures, não haja divulgação do IGP-M, será utilizado para cálculo do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série a última projeção de IGP-M da ANDIMA, disponível no *site* [www.andima.com.br](http://www.andima.com.br), ou na sua falta o último IGP-M oficialmente divulgado, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a EMISSORA e os debenturistas da 1ª Série quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável.

4.5.3. A integralização das Debêntures da 1ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLC, conforme o caso.

#### 4.6. Resgate Antecipado

Além do resgate de que trata a Cláusula 4.4.1.3 acima, não será permitido resgate antecipado das Debêntures da 1ª Série.

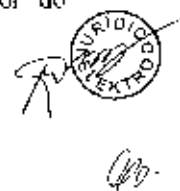
### CLÁUSULA V – DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA SEGUNDA SÉRIE

#### 5.1 Quantidade

A segunda série da Emissão será composta por 18.750 (dezoito mil setecentos e cinquenta) Debêntures da 2ª Série.

#### 5.2. Prazo e Data de Vencimento

O prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01.09.2011 ("Data de Vencimento das Debêntures da 2ª Série"), data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série, ainda não amortizado, juntamente com o valor do



Rendimento da 2ª Série (conforme definido na Cláusula 5.4. abaixo), em moeda corrente nacional, nos termos desta ESCRITURA.

### 5.3. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir ("Amortização das Debêntures da 2ª Série"):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

### 5.4. Rendimento da 2ª Série

A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 2ª Série farão jus ao seguinte rendimento descrito abaixo, formado pelos Juros Remuneratórios da 2ª Série (conforme definido na Cláusula 5.4.2.1. abaixo) ("Rendimento da 2ª Série"):

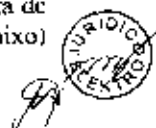
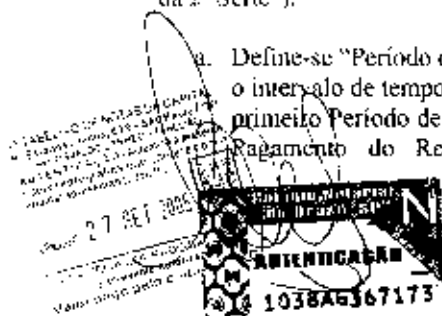
#### 5.4.1. Atualização

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série não será atualizado.

#### 5.4.2. Juros Remuneratórios da 2ª Série

**5.4.2.1.** As Debêntures da 2ª Série renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, Extra-Grupo ("Taxa DI"), calculadas e divulgadas pela CETIP, capitalizada de um *spread* a ser definido no Procedimento de Bookbuilding, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série (conforme definido na alínea "a" abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo ("Juros Remuneratórios da 2ª Série").

- a. Define-se "Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série" como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série (conforme definido abaixo)



imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Periodos de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série correspondente ao periodo (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 2ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 2ª Série em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011 (cada, uma "Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série");

- b. as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série.

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 2ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [FatorDI \times FatorSPV(d - 1)]$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 2ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 2ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

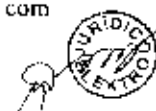
**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula:

$$FatorDI = \prod_{k=1}^{n_{DI}} [1 + TDI_k]$$

onde:

**n<sub>DI</sub>** = número total de taxas DI Over, sendo "n<sub>DI</sub>" um número inteiro;

**TDI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento;



$$TDI_k = \left( \frac{DI_k}{100} + i \right)^{\frac{d_k}{DT}}$$

$$TDI = \left( \frac{DI}{100} + i \right)^{\frac{n}{DT}}, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

**DI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 (duas) casas decimais;  
**d<sub>k</sub>** = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da taxa DI Over, sendo "d<sub>k</sub>" um número inteiro;  
**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

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

onde:

**spread** = *spread* ou sobretaxa, na forma percentual ao ano, informado com 4 (quatro) casas decimais, a ser definido no Procedimento de Bookbuilding;  
**n** = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;  
**DT** = É o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;  
**DP** = É o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

Observações:

- 1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.
- 2) O fator resultante da expressão  $\left[ 1 + TDI_k \right]$  é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais sem arredondamento.
- 3) Efetua-se o produto dos fatores diários  $\left[ 1 + TDI_k \right]$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.
- 4) Considera-se o resultado da multiplicação ("Fator DI" x "FatorSpread") com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.



5.4.2.2. No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Cláusula, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread*, se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da EMISSORA quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

5.4.2.3. Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 2ª Série para definir, de comum acordo com a EMISSORA, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Cláusula, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread*, até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.

5.4.2.4. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de juros remuneratórios das Debêntures da 2ª Série entre a EMISSORA e os titulares de Debêntures da 2ª Série representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 2ª Série em circulação, a EMISSORA, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a EMISSORA a comunicar por escrito ao AGENTE FIDUCIÁRIO, no prazo de 15 (quinze) dias corridos contados a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

- (i) A EMISSORA poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 2ª Série em circulação, com o seu conseqüente cancelamento, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente ao saldo de seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 2ª Série, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série imediatamente anterior à data do resgate, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo do Rendimento da 2ª Série aplicável às Debêntures da 2ª Série a serem resgatadas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente; ou



(ii) A EMISSORA poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 2ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela EMISSORA, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série. Na alternativa referida, neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 2ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento do Rendimento da 2ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida na Cláusula 5.4.2.1. acima (ou seja, o pagamento do Rendimento da 2ª Série deverá ser, no máximo, semestral); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 2ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série superior a (b1) 66,67% (sessenta e seis vírgula sessenta e sete por cento) até 01.09.2009, (b2) 33,34% (trinta e três vírgula trinta e quatro por cento) até 01.09.2010 e (b3) 0% (zero por cento) até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 2ª Série, será utilizado o parâmetro de remuneração definido pelos debenturistas e apresentado à EMISSORA na referida Assembléia Geral de debenturistas.

#### 5.5. Preço de Subscrição e Integralização

5.5.1. O preço de subscrição das Debêntures da 2ª Série será o seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 2ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de sua efetiva integralização (exclusive).

5.5.2. A integralização das Debêntures da 2ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLC, conforme o caso.

#### 5.6. Resgate Antecipado

Além do resgate de que trata a Cláusula 5.4.2.4 acima, não será permitido resgate antecipado das Debêntures da 2ª Série.

### CLÁUSULA VI - DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA TERCEIRA SÉRIE

#### 6.1 Quantidade

A terceira série da Emissão será composta por 18.750 (dezoito mil setecentos e cinquenta) Debêntures da 3ª Série.



## 6.2. Prazo e Data de Vencimento

O prazo de vencimento das Debêntures da 3ª Série será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01.09.2011 ("Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série") (a Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série, a Data de Vencimento das Debêntures da 2ª Série e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série, a "Data de Vencimento"), data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 3ª Série (conforme definido na Cláusula 6.4. abaixo), em moeda corrente nacional, nos termos desta ESCRITURA.

## 6.3. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir ("Amortização das Debêntures da 3ª Série"):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

## 6.4. Rendimento da 3ª Série

A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 3ª Série farão jus ao seguinte rendimento, composto pelos Juros Remuneratórios da 3ª Série (conforme definido na Cláusula 6.4.2.1. abaixo) ("Rendimento da 3ª Série") (o Rendimento da 1ª Série, o Rendimento da 2ª Série e o Rendimento da 3ª Série, em conjunto denominados como o "Rendimento" das Debêntures):

### 6.4.1. Atualização

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série não será atualizado.

### 6.4.2. Juros Remuneratórios da 3ª Série

6.4.2.1. As Debêntures da 3ª Série renderão juros correspondentes à acumulação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* a ser definido no Procedimento de Bookbuilding, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª





Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série (conforme definido na alínea "a" abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo ("Juros Remuneratórios da 3ª Série").

- a. Define-se Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série (conforme abaixo definido) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 3ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011 (cada, uma "Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série");
- b. as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série.

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 3ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [1 + \text{FatorDI} \times \text{FatorSpread} - 1]$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 3ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 3ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;



## JURIS

**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusiva, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula;

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

onde:

**n<sub>DI</sub>** = número total de taxas DI Over, sendo "n<sub>DI</sub>" um número inteiro;

**TDI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento;

$$TDI_k = \left( \frac{DI}{100} + 1 \right)^{\frac{d_k}{360}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

**DI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 (duas) casas decimais;

**d<sub>k</sub>** = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da taxa DI Over, sendo "d<sub>k</sub>" um número inteiro;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[ \left( \frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{360}} \right]^{\frac{360}{DT}} \right\}$$

onde:

**spread** = *spread* ou sobretaxa, na forma percentual ao ano, informado com 4 (quatro) casas decimais, a ser definido no Procedimento de Bookbuilding;

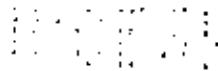
**n** = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

**DT** = É o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

**DP** = É o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

Observações:





1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo cálculo.

2) O fator resultante da expressão  $[1 + TDJ, i]$  é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais sem arredondamento.

3) Efetua-se o produtório dos fatores diários  $[1 + TDJ, i]$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.

4) Considera-se o resultado da multiplicação ("Fator DI" x "Fator Spread") com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.

6.4.2.2. No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Cláusula, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread*, se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da EMISSORA quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

6.4.2.3. Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 3ª Série para definir, de comum acordo com a EMISSORA, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Cláusula, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread*, até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.

6.4.2.4. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de juros remuneratórios das Debêntures da 3ª Série entre a EMISSORA e os titulares de Debêntures da 3ª Série representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 3ª Série em circulação, a EMISSORA, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a EMISSORA a comunicar por escrito ao AGENTE FIDUCIÁRIO, no prazo de 15 (quinze) dias corridos contados



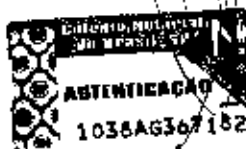
a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

(i) A EMISSORA poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, com o seu conseqüente cancelamento, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente ao saldo de seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série imediatamente anterior à data do resgate, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo do Rendimento da 3ª Série aplicável às Debêntures da 3ª Série a serem resgatadas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente; ou

(ii) A EMISSORA poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela EMISSORA, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 3ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 3ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento do Rendimento da 3ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida na Cláusula 6.4.2.1. acima (ou seja, o pagamento do Rendimento da 3ª Série deverá ser, no máximo, semestral); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 3ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série superior a (b1) 66,67% (sessenta e seis vírgula sessenta e sete por cento) até 01.09.2009, (b2) 33,34% (trinta e três vírgula trinta e quatro por cento) até 01.09.2010 e (b3) 0% (zero por cento) até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 3ª Série, será utilizado o parâmetro de remuneração definido pelos debenturistas e apresentado à EMISSORA na referida Assembleia Geral de debenturistas.

## 6.5. Preço de Subscrição e Integralização

6.5.1. O preço de subscrição das Debêntures da 3ª Série será o seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive), até a data de sua efetiva integralização (exclusive).





6.5.2. A integralização das Debêntures da 3ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLIC, conforme o caso.

## 6.6. Resgate Antecipado

6.6.1. A EMISSORA terá a faculdade de, a seu exclusivo critério, e desde que após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão ("Data de Início de Resgate"), promover o resgate antecipado de parte ou da totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação. Na hipótese de resgate antecipado parcial, este deverá ser realizado por meio de sorteio coordenado pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, com observância do disposto no artigo 55 da Lei nº 6.404/76. O resgate antecipado parcial ou total das Debêntures da 3ª Série será efetuado mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série acrescido do Rendimento da 3ª Série, e acrescido de um prêmio, estabelecido como percentual a ser aplicado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série, acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado da seguinte forma:

$[P = d/D * 1,00\%]$ , onde:

**P** = prêmio a ser pago em valor percentual sobre o valor do resgate;

**d** = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo resgate das Debêntures da 3ª Série e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série; e

**D** = quantidade de dias corridos entre a Data de Início de Resgate (conforme acima referido) e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série.

6.6.2. As Debêntures da 3ª Série que vierem a ser resgatadas antecipadamente serão obrigatoriamente canceladas, comprometendo-se a EMISSORA a providenciar, no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, o aditamento à presente ESCRITURA e respectivo arquivamento na forma da legislação em vigor.

6.6.3. O resgate das Debêntures da 3ª Série na forma descrita nesta Cláusula será precedido, necessariamente, de aviso aos debenturistas, a ser publicado pela EMISSORA com antecedência mínima de 15 (quinze) dias corridos da data pretendida para pagamento do referido resgate.

6.6.4. Eventual resgate parcial das Debêntures da 3ª Série que estejam registradas no SND dar-se-á exclusivamente por meio de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, conforme regulamento de operações do SND.





Independente do disposto acima, todas as etapas deste processo, tais como manifestação dos titulares de Debêntures da 3ª Série, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades, por titular de Debênture, serão realizadas fora do âmbito da CETIP, de acordo com os termos e condições previstos no artigo 55 e parágrafos da Lei nº 6.404/76.

6.6.4.1. Caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate parcial de que trata o item 6.6.4. acima, não haverá a necessidade de qualquer ajuste nesta ESCRITURA ou qualquer outra formalidade.

#### CLÁUSULA VII - DA NEGOCIAÇÃO DE DEBÊNTURES PELA EMISSORA

7.1. A EMISSORA poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures de qualquer das séries em circulação, por preço não superior ao seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento aplicável, calculado *pro rata temporis*, observando o disposto no parágrafo 2º, do artigo 55 da Lei nº 6.404/76. As Debêntures objeto desse procedimento poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da EMISSORA ou ser colocadas no mercado.

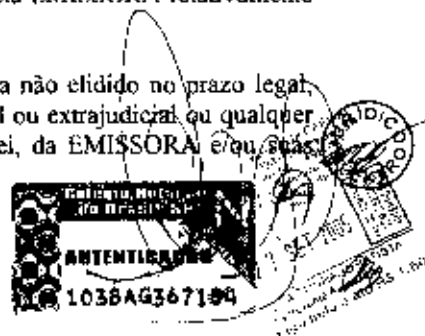
7.1.1. A EMISSORA poderá, a qualquer momento, aprovar o cancelamento das Debêntures que se encontrarem em tesouraria.

#### CLÁUSULA VIII - DO VENCIMENTO ANTECIPADO

##### 8.1. Vencimento Antecipado

O AGENTE FIDUCIÁRIO deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às Debêntures e exigir, mediante notificação, o imediato pagamento pela EMISSORA do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures acrescido do Rendimento aplicável, calculado *pro rata temporis*, conforme disposto nas Cláusulas 4.4., 5.4. e/ou 6.4. acima, independentemente de qualquer aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial à EMISSORA, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos ("Eventos de Inadimplemento"), os quais a EMISSORA reconhece desde logo, serem causa direta para aumento indevido do risco de inadimplemento das obrigações assumidas pela EMISSORA relativamente às Debêntures:

(a) liquidação, pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da EMISSORA e/ou suas



JUN 08

controladas (exceto pela liquidação da controlada Ferraco Investments Ltd., com sede nas Ilhas Cayman);

JUN 08

(b) ocorrência de qualquer ato de falência ou procedimento análogo que venha a ser criado por lei (conforme definido em lei) em relação à EMISSORA e/ou suas controladas;

(c) não pagamento, pela EMISSORA, de qualquer parcela do Valor Nominal Unitário, Rendimentos ou quaisquer outros valores devidos aos titulares de Debêntures, nas respectivas Datas de Vencimento;

(d) protestos legítimos e reiterados de títulos contra a EMISSORA ou suas controladas que não sejam sanados no prazo de 72 (setenta e duas) horas, cujo valor, em conjunto, seja superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), à exceção do protesto efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela EMISSORA;

(e) descumprimento pela EMISSORA de toda e qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia, não sanado dentro do prazo de 15 (quinze) dias corridos contados da data da ocorrência do evento, exceto quando houver previsão de período de cura específico para tal descumprimento ou configurar vencimento antecipado automático, conforme Cláusula 8.5. abaixo;

(f) a EMISSORA e/ou suas controladas deixarem de pagar qualquer obrigação pecuniária em valor unitário ou agregado igual ou superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), ou seu contra-valor em outras moedas, se tal inadimplemento não for sanado no prazo de cura aplicável a tal pagamento ou se o prazo para pagamento não for prorrogado de comum acordo entre as partes, prorrogação esta que deve estar devidamente comprovada e documentada pela EMISSORA e que não poderá caracterizar vencimento antecipado das respectivas obrigações.

(g) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida pecuniária da EMISSORA e/ou suas controladas, cujo valor, unitário ou agregado, seja igual ou superior a R\$ 35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais) ou seu contra-valor em outras moedas;

(h) se a EMISSORA deixar de deter, por qualquer motivo, a concessão conforme previsto no Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, firmado, em 27 de agosto de 1998, entre a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a EMISSORA para regular a exploração dos serviços públicos de distribuição de





energia elétrica das concessões de que é titular a EMISSORA ("Contrato de Concessão") ou na legislação;

(i) as declarações e garantias prestadas pela EMISSORA na Cláusula 12.1. abaixo e/ou no Contrato de Garantia forem descumpridas e/ou provarem-se substancialmente falsas, incorretas, incompletas ou enganosas;

(j) caso a EMISSORA transfira ou por qualquer forma ceda ou prometa ceder a terceiros os direitos e obrigações que respectivamente adquiriu e assumiu nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia, sem a prévia anuência do AGENTE FIDUCIÁRIO, como representante dos debenturistas;

(k) desapropriação, confisco ou qualquer outra medida de qualquer entidade governamental brasileira que resulte na perda da propriedade ou posse direta de parte substancial de seus ativos ou na incapacidade de gestão de seus negócios, pela EMISSORA ou suas controladas, desde que tal desapropriação, confisco ou outra medida afete substancialmente a capacidade de pagamento da EMISSORA de suas obrigações relativas às Debêntures;

(l) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a EMISSORA ou suas controladas, em valor unitário ou agregado superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), ou seu contra-valor em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data estipulada para pagamento;

(m) transferência do controle acionário da EMISSORA ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, exceto quando realizada dentro do grupo de controle da EMISSORA ou quando realizada no âmbito do processo de reestruturação da Enron Corp. n.º 01-16034 (AJG), com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos (*Chapter 11 of the U.S. Bankruptcy Code*), em trâmite perante a Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque (a "Corte"), e no âmbito do plano conjunto da Enron Corp. e algumas de suas afiliadas aprovado pela Corte, o qual entrou em pleno efeito em 17 de novembro de 2004;

(n) a deliberação ou a distribuição de dividendos e pagamentos de juros sobre capital próprio para os acionistas da EMISSORA em montante superior a 110% (cento e dez por cento) do lucro líquido ajustado da EMISSORA (após dedução da reserva legal de 5% (cinco por cento));

(o) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o patrimônio líquido da EMISSORA seja superior a 0,80 (zero vírgula oitenta) por prazo igual ao







superior a 12 (doze) meses. Considera-se “Endividamento Financeiro Líquido”, para os fins desta ESCRITURA, o endividamento financeiro deduzido do saldo de caixa e das disponibilidades financeiras da EMISSORA (incluindo valores empenhados), excluídos: (i) o financiamento obtido do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (“BNDES”) através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 02.2.057.3.1, datado de 07 de fevereiro de 2002, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, referente à reposição das perdas com o racionamento de energia de 2001 (“Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001”); (ii) o financiamento obtido do BNDES através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 03.2.568.3.1, datado de 23 de outubro de 2003, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica – CVA – Conta das Variações da Parcela A (“Financiamento referente à CVA”); (iii) os empréstimos setoriais concedidos e a serem concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS (“Empréstimos da ELETROBRÁS”) e (iv) o Instrumento Particular de Assunção Parcial de Obrigações de Ajuste de Reservas e Confissão de Dívidas existentes entre a CESP – Companhia Energética de São Paulo e a Fundação CESP, pela Elektro Eletricidade e Serviços S.A. e Outras Avenças, datado 26 de junho de 1998 (“Dívida com a Fundação CESP”);

(p) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o EBITDA da EMISSORA seja superior a 2,5 (dois vírgula cinco) por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se “EBITDA”, para os fins desta ESCRITURA, o somatório do resultado antes de deduzidos (i) o imposto de renda e contribuição social, (ii) a depreciação e as amortizações, inclusive a amortização do ágio pago na aquisição da EMISSORA, (iii) as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras, (iv) os resultados de participações societárias e (v) o resultado não operacional;

(q) caso a relação entre Endividamento Financeiro de Curto Prazo e o Endividamento Financeiro Total da EMISSORA seja superior a 0,30 por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se “Endividamento Financeiro Total”, para fins desta ESCRITURA, o endividamento financeiro da EMISSORA excluídos: (i) Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001, (ii) o Financiamento referente à CVA, (iii) Empréstimos da ELETROBRÁS e (iv) Dívida com a Fundação CESP. Considera-se o “Endividamento Financeiro de Curto Prazo”, para fins desta ESCRITURA, o saldo do Endividamento Financeiro Total cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 (doze) meses, excluída a parcela do saldo da presente emissão de debêntures cujo vencimento seja inferior ou igual a 12



JUN 05

(doze) meses;

JUN 05

(r) caso a relação entre o EBITDA e as Despesas Financeiras Líquidas seja inferior a (i) 2,5 (dois vírgula cinco) para o exercício de 2005 ou (ii) 3,0 (três vírgula zero) para os demais exercícios por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se “Despesas Financeiras Líquidas”, para os fins desta ESCRITURA, as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras. As despesas financeiras excluem aquelas associadas (i) ao Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001; (ii) ao Financiamento referente à CVA; (iii) aos Empréstimos da ELETROBRÁS; (iv) à Dívida com a Fundação CESP; (v) ao PIS / COFINS sobre receita financeira; (vi) à Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF; (vii) aos Juros sobre Capital Próprio; (viii) à variação cambial sobre as compras de energia de Furnas / Itaipu e (ix) à amortização da variação cambial diferida;

(s) mudança do objeto social da EMISSORA ou realização de qualquer negócio fora do objeto social da EMISSORA, exceto quando determinadas pela ANEEL ou pela legislação aplicável;

(t) a redução do capital social da EMISSORA;

(u) o Contrato de Garantia (a) for objeto de questionamento judicial, anulação ou rescisão, de maneira que afete o cumprimento de quaisquer obrigações previstas nesta ESCRITURA e/ou no Contrato de Garantia, desde que as garantias não sejam satisfatoriamente substituídas, a critério dos debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, pela EMISSORA no prazo de até 30 (trinta) dias contados do recebimento de notificação escrita neste sentido; (b) não for devidamente constituído; (c) for anulado; ou (d) de qualquer forma, deixar de existir ou for rescindido;

(v) caso a EMISSORA celebre qualquer tipo de acordo ou contrato pelo qual qualquer espécie de receitas ou lucros da EMISSORA seja dividida com ou atribuída a qualquer pessoa, exceto em decorrência de determinação da ANEEL ou programas de participação nos lucros e resultados instituídos em benefício de empregados e/ou administradores da EMISSORA nos termos da lei;

(x) caso a EMISSORA venda, ceda, alugue ou de qualquer forma aliene a totalidade ou parte relevante de seus ativos operacionais, seja em uma única transação ou em uma série de transações, relacionadas ou não, em valor superior a 2% (dois por cento) do seu capital social; e



## JURADO

(z) a ocorrência simultânea de 2 (dois) ou mais dos eventos previstos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) desta Cláusula 8.1., independentemente do período durante o qual se verifique a ocorrência de tais eventos.

8.2. Os limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) da Cláusula 8.1. acima serão calculados com base nas Demonstrações Financeiras protocolizadas junto à CVM ("Demonstrações Financeiras"), referentes aos trimestres encerrados em março, junho, setembro e dezembro de cada exercício social ("Trimestres de Apuração"), ou seja (i) ITR – Informações Trimestrais ("ITR") e (ii) DFP – Demonstrações Financeiras Padronizadas ("DFP").

8.3. Os cálculos dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o) e (q) da Cláusula 8.1. acima serão baseados nos saldos contemplados nas Demonstrações Financeiras dos Trimestres de Apuração. Para o cálculo dos índices financeiros previstos na alínea (p) da Cláusula 8.1. acima, será considerado para o cálculo do Endividamento Financeiro Líquido o saldo contemplado nas Demonstrações Financeiras dos Trimestres de Apuração e, para o EBITDA o valor incorrido nos últimos 4 (quatro) trimestres.

8.4. Durante o primeiro ano após o início da distribuição das Debêntures, o EBITDA e as Despesas Financeiras Líquidas, considerados na alínea (r) da Cláusula 8.1. acima deverão refletir aqueles valores incorridos para o período decorrido entre a data da distribuição das Debêntures e o encerramento dos respectivos Trimestres de Apuração. Nos anos subsequentes, esses cálculos serão baseados nos últimos 4 (quatro) trimestres.

8.5. A ocorrência de quaisquer dos Eventos de Inadimplemento indicados nas alíneas (a), (b), (c), (g), (h) e (z) da Cláusula 8.1. acima, acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures.

8.6. Na ocorrência de qualquer dos demais Eventos de Inadimplemento, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá convocar a Assembleia Geral de debenturistas no prazo de 5 (cinco) dias a contar da data em que tomar conhecimento do Evento de Inadimplemento. Realizada a Assembleia Geral dos debenturistas, o vencimento antecipado somente não será declarado caso assim seja deliberado na referida assembleia, por deliberação de debenturistas representantes de 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação.

8.7. Não sendo convocada a Assembleia Geral prevista na Cláusula 8.6. acima no prazo ali previsto, ou não havendo deliberação nas datas originalmente estabelecidas para realização da Assembleia Geral de debenturistas prevista na



Cláusula 8.6. acima, seja na primeira ou na segunda convocação, conforme o caso, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela EMISSORA do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do respectivo Rendimento e encargos até a data de seu efetivo pagamento.

8.7.1. A eventual suspensão dos trabalhos da Assembleia Geral de debenturistas, para reabertura em data diversa daquela originalmente estabelecida para a sua realização, desde que a data para reabertura da referida Assembleia Geral seja deliberada pelos debenturistas na Assembleia Geral de debenturistas cujos trabalhos tiverem sido objeto de suspensão, não será considerada como causa de declaração de vencimento antecipado das obrigações da EMISSORA nos termos da Cláusula 8.7. acima.

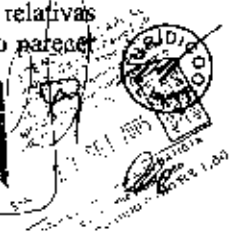
8.8. Em conformidade com o artigo 231 da Lei nº 6.404/76, a incorporação, a fusão ou a cisão da EMISSORA (exceto pela cisão que resultará na exclusão das duas geradoras de energia detidas pela EMISSORA, na data de assinatura desta ESCRITURA, do seu conjunto de ativos, em decorrência de determinação da ANEEL – Ofício 1078/2004 e após a aprovação da ANEEL) dependerá da prévia aprovação de 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, por debenturistas reunidos em assembleia especialmente convocada com esse fim, dispensada tal aprovação se a EMISSORA assegurar aos debenturistas que assim o desejarem a aquisição pela EMISSORA das Debêntures de que forem titulares, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses a contar da data de publicação das assembleias relativas à operação.

8.8.1. Tendo em vista a exceção referida no item 8.8. acima, os debenturistas que adquirirem Debêntures no âmbito da EMISSÃO renunciarão expressamente a qualquer direito a eles atribuído nos termos da Lei nº 6.404/76 referente à aprovação da operação de cisão que resultará na exclusão das duas geradoras de energia detidas pela EMISSORA do seu conjunto de ativos, em decorrência de determinação da ANEEL – Ofício 1078/2004, conforme acima referido.

## CLÁUSULA IX - DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA

9.1. A EMISSORA está adicionalmente obrigada a:

(a) encaminhar ao AGENTE FIDUCIÁRIO: (i) dentro de no máximo 90 (noventa) dias corridos após o término de cada exercício social, ou na data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro, cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício, acompanhadas do relatório da administração e do parecer



## ARTIGO 10

dos auditores independentes, ~~que, como~~ Declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento desta ESCRITURA e do Contrato de Garantia, acompanhadas de relatório da auditoria demonstrando a apuração do índices e limites financeiros dispostos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) da Cláusula 8.1. acima; (ii) dentro de no máximo 5 (cinco) dias úteis contados da entrega, pela EMISSORA à CVM, de cópia de seus arquivos de ITR e DFP, ou na data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro; (iii) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pelas normas da CVM, nos prazos previstos; (iv) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos na Cláusula 3.16. acima; (v) imediatamente qualquer informação relevante para a presente EMISSÃO; e (vi) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial ou extrajudicial recebida pela EMISSORA relacionada a um Evento de Inadimplemento, imediatamente após o seu recebimento;

(b) convocar Assembleia Geral de debenturistas, para deliberar sobre qualquer das matérias que se relacionem com a presente EMISSÃO, caso o AGENTE FIDUCIÁRIO não o faça;

(c) cumprir as determinações emanadas da CVM, entregando os documentos solicitados e prestando, ainda, as informações que lhes forem solicitadas;

(d) submeter, na forma da lei, suas demonstrações financeiras a exame de empresa de auditoria independente devidamente registrada na CVM;

(e) manter sempre atualizado o seu registro de companhia aberta junto à CVM, nos termos das Instruções CVM aplicáveis;

(f) manter atendimento adequado aos debenturistas, através do seu Diretor de Relações com Investidores, para assegurar-lhes tratamento eficiente e para prestar esclarecimentos ou informações aos debenturistas e ao AGENTE FIDUCIÁRIO a respeito de suas demonstrações financeiras, sua contabilidade, seus ativos e suas operações;

(g) não realizar operações fora de seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;

(h) notificar imediatamente o AGENTE FIDUCIÁRIO sobre qualquer ato ou fato que possa causar interrupção ou suspensão das atividades da EMISSORA, sobre qualquer mudança na natureza ou escopo dos negócios e operações da EMISSORA, ou sobre qualquer evento ou fato que afete ou que possa afetar adversamente, de forma significativa, a condição financeira da EMISSORA ou sua capacidade de



cumprir suas obrigações nos termos do (A) Contrato de Concessão, e/ou (B) desta ESCRITURA;

(i) manter contratada agência classificadora de risco para atualização do relatório apresentado por ocasião da colocação das Debêntures, até o vencimento das Debêntures, devendo (i) manter atualizada a classificação de risco; (ii) divulgar ou permitir que a agência divulgue relatório com a súmula da classificação de risco; (iii) entregar ao AGENTE FIDUCIÁRIO os relatórios de classificação de risco no prazo de até 5 (cinco) dias úteis contados da data de seu recebimento; e (iv) comunicar imediatamente ao AGENTE FIDUCIÁRIO qualquer alteração da classificação de risco das Debêntures e o início de qualquer processo de revisão de tal classificação a que a EMISSORA tiver acesso;

(j) encaminhar imediatamente à CVM e ao AGENTE FIDUCIÁRIO e divulgar na página da rede mundial de computadores pertinente, o relatório referido na alínea anterior;

(k) fornecer ao AGENTE FIDUCIÁRIO cópia de qualquer comunicação enviada pela ANEEL à EMISSORA relativa a uma possível causa de término ou resolução do Contrato de Concessão;

(l) notificar imediatamente o AGENTE FIDUCIÁRIO sobre a ocorrência de quaisquer (A) descumprimentos de obrigações previstas nesta ESCRITURA, (B) Eventos de Inadimplemento (conforme definidos na Cláusula 8.1. acima);

(m) manter atualizadas todas as concessões, autorizações e licenças (inclusive licenças ambientais) necessárias à exploração de seus negócios, especialmente com relação às licenças e autorizações requeridas nos termos do Contrato de Concessão;

(n) cumprir com todas as obrigações assumidas no Contrato de Garantia, praticando todos os atos para que a garantia permaneça válida e eficaz até o cumprimento de todas as obrigações assumidas nesta ESCRITURA;

(o) manter seus ativos adequadamente segurados;

(p) utilizar os recursos oriundos da EMISSÃO (i) primordialmente, no Pagamento Antecipado da Dívida com a ETB, ou na liquidação do Empréstimo-Ponte, que será utilizado para financiar o Pagamento Antecipado da Dívida com a ETB, caso a EMISSORA venha a tomá-lo, e (ii) reforço de capital de giro da EMISSORA;

(q) autorizar os auditores independentes da EMISSORA a entrar em contato com





com o AGENTE FIDUCIÁRIO, (o qual, deve ter informado previamente à EMISSORA sobre esse contato, estando também permitida a participação da EMISSORA durante esse contato) para dirimir questões acerca da contabilidade e operações da EMISSORA, e fornecer cópia de tal autorização ao AGENTE FIDUCIÁRIO.

#### CLÁUSULA X - DO AGENTE FIDUCIÁRIO

##### 10.1. Nomeação

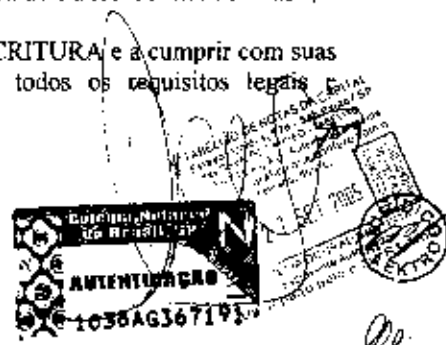
A EMISSORA constitui e nomeia como agente fiduciário dos titulares de Debêntures da EMISSÃO objeto desta ESCRITURA, Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., acima qualificado, o qual, neste ato e pela melhor forma de direito, aceita a nomeação para, nos termos da lei e da ESCRITURA, representar perante a EMISSORA a comunhão dos titulares das Debêntures.

10.1.1. O exercício permanente da função de AGENTE FIDUCIÁRIO é privativo das pessoas indicadas no artigo 7º da Instrução CVM nº 28/83.

##### 10.2. 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) aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta ESCRITURA;
- (c) aceitar integralmente a ESCRITURA, todas as suas cláusulas e condições;
- (d) estar ciente da regulamentação aplicável, emanada do Banco Central do Brasil;
- (e) estar devidamente autorizado a celebrar esta ESCRITURA e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;



JUN 03

(f) que a celebração desta ESCRITURA e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo AGENTE FIDUCIÁRIO;

(g) que esta ESCRITURA contém obrigações válidas e vinculantes do AGENTE FIDUCIÁRIO, exigíveis de acordo com os seus termos e condições;

(h) não ter qualquer ligação com a EMISSORA que o impeça de exercer, plenamente, suas funções;

(i) ter verificado a regularidade da constituição, suficiência e exequibilidade das garantias prestadas pela EMISSORA; e

(j) ter verificado os limites de emissão previstos no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.

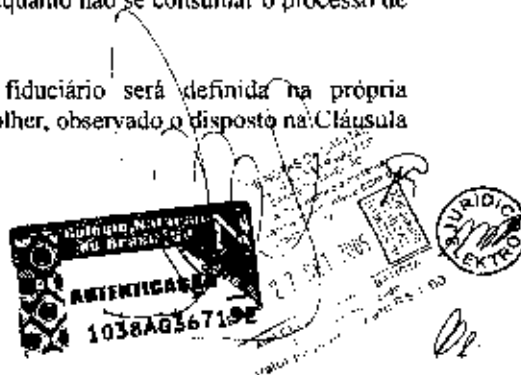
**10.2.1.** A EMISSORA, por sua vez, declara não ter conhecimento de fato que impeça o AGENTE FIDUCIÁRIO de exercer, plenamente, suas funções, nos termos da Lei nº 6.404/76, e demais normas aplicáveis, inclusive regulamentares.

### **10.3. Substituição**

**10.3.1.** Nas hipóteses de ausência, impedimentos temporários, renúncia, intervenção, liquidação judicial ou extrajudicial, falência, ou qualquer outro caso de vacância, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados do evento que a determinar, Assembleia Geral de debenturistas para a escolha do novo agente fiduciário, a qual poderá ser convocada pelo próprio AGENTE FIDUCIÁRIO a ser substituído, pela EMISSORA, por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

**10.3.2.** Se a convocação da Assembleia Geral de debenturistas a que se refere a Cláusula 10.3.1. acima não ocorrer em até 15 (quinze) dias corridos antes do término do prazo acima citado, caberá à EMISSORA efetuar-la, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório enquanto não se consumar o processo de escolha do novo agente fiduciário.

**10.3.3.** A remuneração do novo agente fiduciário será definida na própria Assembleia Geral de debenturistas que o escolher, observado o disposto na Cláusula 10.3.7. abaixo.







**10.3.4.** Na hipótese de não poder o AGENTE FIDUCIÁRIO continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes à esta ESCRITURA, deverá comunicar o fato aos debenturistas, pedindo sua substituição.

**10.3.5.** É facultado aos debenturistas, após o encerramento da distribuição das Debêntures no mercado, proceder à substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO e à indicação de seu substituto, em Assembleia especialmente convocada para esse fim.

**10.3.6.** A substituição, em caráter permanente, do AGENTE FIDUCIÁRIO fica sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 8º da Instrução CVM nº 28/83, e eventuais normas posteriores.

**10.3.7.** O AGENTE FIDUCIÁRIO substituto fará jus à mesma remuneração percebida pelo anterior, caso a Assembleia dos debenturistas não delibere sobre a matéria, observado que o eventual substituto não poderá, em hipótese alguma, receber remuneração superior ao seu antecessor.

**10.3.8.** A substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO deverá ser operada por meio de Aditamento à presente ESCRITURA.

**10.3.9.** O AGENTE FIDUCIÁRIO entrará no exercício de suas funções a partir da data da lavratura da ESCRITURA ou de eventual aditamento em que for nomeado como substituto para exercer a função, devendo permanecer no exercício de suas funções até a efetiva substituição ou até a data de vencimento das Debêntures.

**10.3.10.** Aplicam-se às hipóteses de substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO as normas e preceitos emanados da CVM.

#### **10.4. Deveres**

Além de outros previstos em lei, ou em ato normativo da CVM, e na presente 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 interesses ou de qualquer outra circunstância que lhe impeça o exercício da função;



JUN 85

(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;

(f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os debenturistas acerca de eventuais omissões ou inconsistências constantes de tais informações;

(g) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das propostas de modificações nas condições das Debêntures;

(h) solicitar, quando julgar necessário para o fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas perante órgãos e entidades públicas e ofícios de registros públicos;

(i) solicitar, quando considerar necessário, e desde que permitido pela legislação aplicável, auditoria extraordinária na EMISSORA;

(j) convocar, quando necessário, a Assembleia Geral de debenturistas;

(k) enviar à CVM, ao Bovespa Fix e ao SND, tão logo disponível, cópia do edital de convocação e da proposta a ser submetida à Assembleia Geral de debenturistas;

(l) comparecer à Assembleia Geral de debenturistas a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;

(m) enviar à CVM, ao Bovespa Fix e ao SND, em até 2 (dois) dias após a realização da Assembleia Geral de debenturistas, sumário das deliberações tomadas e, no prazo de 10 (dez) dias, cópia da ata da Assembleia;

(n) elaborar 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: (i) eventual omissão ou inconsistência de que tenha conhecimento contida nas informações divulgadas pela EMISSORA, ou, ainda, o inadimplemento



## JURADO

ou atraso na prestação obrigatória de informações pela EMISSORA; (ii) alterações estatutárias ocorridas no período; (iii) comentários sobre as demonstrações financeiras da EMISSORA enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da EMISSORA; (iv) posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado; (v) aquisição facultativa e pagamento de rendimento das Debêntures realizados no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela EMISSORA; (vi) acompanhamento da destinação dos recursos captados por meio da EMISSÃO de Debêntures, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da EMISSORA; (vii) cumprimento de outras obrigações assumidas pela EMISSORA nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia; (viii) declaração acerca da suficiência e exequibilidade das garantias das Debêntures; e (ix) declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de AGENTE FIDUCIÁRIO;

(o) disponibilizar exemplar do relatório de que trata a alínea anterior aos debenturistas no prazo máximo de 4 (quatro) meses, a contar do encerramento do exercício social da EMISSORA, ao menos nos seguintes locais: (i) na sede da EMISSORA; (ii) no local indicado pelo AGENTE FIDUCIÁRIO; (iii) na CVM; (iv) no Bovespa Fix e no SND; (v) na instituição líder da colocação das Debêntures, na hipótese do prazo para a apresentação do relatório vencer antes do encerramento do prazo máximo da distribuição primária das Debêntures;

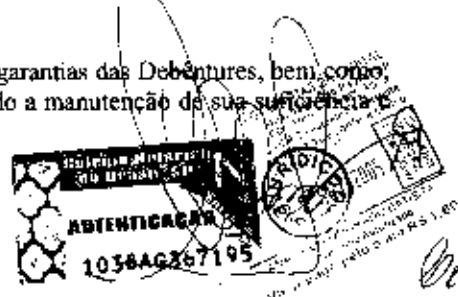
(p) publicar, nos órgãos da imprensa em que a EMISSORA deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos debenturistas que o relatório se encontra a sua disposição nos locais indicados na alínea "o" acima;

(q) manter atualizada a relação dos debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, gestões junto à EMISSORA, à Instituição Depositária, à CETIP e CBLC;

(r) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta ESCRITURA, especialmente daquelas impositivas de obrigações de fazer e de não fazer;

(s) notificar os debenturistas, por edital e individualmente, no prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos, de qualquer inadimplemento, pela EMISSORA, de obrigações assumidas na presente ESCRITURA, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores esclarecimentos. Comunicação de igual teor deve ser enviada: (i) à CVM; (ii) ao Bovespa Fix e (iii) ao SND;

(t) verificar a regularidade da constituição das garantias das Debêntures, bem como o valor dos bens dados em garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exequibilidade; e



JUL 03

(u) intimar a EMISSORA a reforçar a garantia dada, na hipótese de sua deterioração ou depreciação.

#### 10.5. Atribuições Específicas

O AGENTE FIDUCIÁRIO utilizará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a EMISSORA para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos debenturistas e da realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da EMISSORA:

(a) declarar, observadas as condições da ESCRITURA, antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios;

(b) tomar toda e qualquer providência necessária para a realização dos créditos dos debenturistas;

(c) requerer a falência da EMISSORA; e

(d) representar os titulares de Debêntures em processo de falência, intervenção ou liquidação extrajudicial da EMISSORA.

10.5.1. O AGENTE FIDUCIÁRIO somente se eximirá da responsabilidade pela não adoção das medidas contempladas nas alíneas "b" e "c" da Cláusula anterior se, convocada a Assembleia Geral de debenturistas, esta assim o autorizar por deliberação de debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, bastando, porém, a deliberação da maioria das Debêntures em circulação quando tal hipótese se referir ao disposto na alínea "d" da mesma Cláusula.

#### 10.6. Remuneração

Será devida 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 lei e desta ESCRITURA, uma remuneração a ser paga da seguinte forma:

(a) parcelas trimestrais de R\$ 7.500,00 (sete mil e quinhentos reais), devida a primeira quando da assinatura desta ESCRITURA e as demais no mesmo dia dos trimestres subsequentes, sendo que essa primeira parcela trimestral será no valor de:

41



JUN 05

R\$ 4.500,00 (quatro mil e quinhentos reais), devido ao desconto da parcela única do item "b" abaixo;

JUN 05

(b) Parcela única de R\$ 3.000,00 (três mil reais), a título de implantação da operação, devida em 24 de junho de 2005;

(c) Para assessoria aos debenturistas exclusivamente em processo de renegociação das condições das Debêntures requerido pela EMISSORA, em reunião formal ou em Assembléia Geral de debenturistas daí decorrentes, será devida uma remuneração adicional equivalente a R\$ 350,00 (duzentos e cinquenta reais) por hora-homem de trabalho dedicado à tais atividades, bem como para implementação das decisões tomadas nas referidas reuniões ou Assembléias, paga 5 (cinco) dias após comprovação a entrega pelo AGENTE FIDUCIÁRIO de "relatório de horas" à EMISSORA;

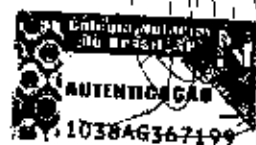
(d) A remuneração será devida mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o AGENTE FIDUCIÁRIO ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências não sanadas pela EMISSORA;

(e) 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;

(f) as remunerações em atraso do AGENTE FIDUCIÁRIO serão devidas mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o AGENTE FIDUCIÁRIO ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências não sanadas pela EMISSORA;

(g) as parcelas referidas acima serão atualizadas pelo IPC-FIPE, ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo, a partir de 01.06.2005 até as datas de pagamento de cada parcela, calculadas *pro rata* dia se necessário;

(h) as remunerações não incluem as despesas comprovadas com publicações, transporte, alimentação, 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, ou reembolso, após prévia aprovação. Não serão incluídas igualmente despesas e comprovadas com especialistas, caso sejam



necessários, tais como auditoria e/ou fiscalização, entre outros, ou assessoria legal à EMISSORA;

(i) em caso de inadimplência da EMISSORA, todas as despesas comprovadas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o AGENTE FIDUCIÁRIO venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos debenturistas, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela EMISSORA. Tais despesas a serem adiantadas pelos debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciais nas ações propostas pelo AGENTE FIDUCIÁRIO ou decorrentes de ações contra ele propostas no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunidade dos debenturistas. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do AGENTE FIDUCIÁRIO na hipótese de a EMISSORA permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 30 (trinta) dias corridos, podendo o AGENTE FIDUCIÁRIO solicitar garantia prévia dos debenturistas para cobertura do risco da sucumbência;

(j) em caso de mora no pagamento de qualquer quantia devida em decorrência desta remuneração, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa de 2 % (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo da atualização monetária;

(k) as remunerações serão acrescidas dos seguintes tributos: Impostos sobre serviços de qualquer natureza (ISS ou outros), Contribuição ao Programa de integração social (PIS), Cofins, e quaisquer outros tributos que venham a incidir sobre a remuneração do AGENTE FIDUCIÁRIO, nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento.

## CLÁUSULA XI - DA ASSEMBLÉIA DE DEBENTURISTAS

### 11.1. Convocação

A Assembleia Geral de debenturistas pode ser convocada pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, pela EMISSORA ou por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação da série a que se refere a deliberação, ou pela CVM.



11.1.1. A convocação se dará mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa [sic] quais a EMISSORA deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas modo de convocação de assembleias gerais constantes da Lei nº 6.404/76, especialmente o parágrafo quarto do artigo 124, da regulamentação aplicável e desta ESCRITURA.

#### 11.2. *Quorum de Instalação*

A Assembleia se instalará, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação da série a que se referir a deliberação e, em segunda convocação, com qualquer *quorum*.

11.2.1. Para os fins de verificação das Debêntures em circulação, conforme acima referido, será utilizado o conceito descrito na Cláusula 11.4.7. abaixo.

#### 11.3. Mesa Diretora

A presidência da Assembleia caberá ao debenturista eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

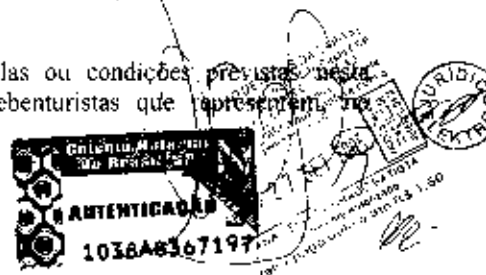
#### 11.4. *Quorum de Deliberação*

11.4.1. Nas deliberações da Assembleia, a cada Debênture em circulação da série a que se referir a deliberação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, debenturista ou não.

11.4.2. A renúncia à declaração de vencimento antecipado das Debêntures, nos termos da Cláusula 8.6. desta ESCRITURA dependerá de aprovação conjunta de debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) de Debêntures de todas as séries em circulação.

11.4.3. As alterações do prazo de vigência das Debêntures, das datas de amortização do principal e das disposições do Contrato de Garantia dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% (cem por cento) das Debêntures de todas as séries em circulação. Alterações dos Rendimentos dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação da série a que se referir o Rendimento.

11.4.4. Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas nesta ESCRITURA, dependerá de aprovação de debenturistas que representem, no



minimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação de todas as séries, exceto se houver outro quórum específico previsto para a matéria.

11.4.5. Toda e qualquer alteração dos quóruns previstos nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia dependerá da aprovação dos debenturistas com um *quorum* no mínimo igual ao que está sendo alterado.

11.4.6. A deliberação de matérias que impliquem em redução ou extinção de direitos e/ou garantias de apenas uma das séries de Debêntures dependerá da aprovação dos debenturistas da referida série, conforme *quorum* previsto para a matéria.

11.4.7. Para efeito da constituição do *quorum* de instalação e deliberação de qualquer assembléia geral dos debenturistas previstas nesta ESCRITURA, não serão consideradas Debêntures em circulação aquelas (i) que forem detidas por controladores, diretos ou indiretos, executivos, ou administradores da EMISSORA, (ii) que forem detidas por sociedades coligadas ou controladas pela EMISSORA e/ou seus controladores, ou (iii) mantidas em tesouraria da EMISSORA.

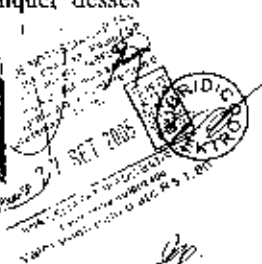
## CLÁUSULA XII - DECLARAÇÕES E GARANTIAS

### 12.1. Declarações e Garantias da EMISSORA

A EMISSORA declara e garante ao AGENTE FIDUCIÁRIO, na data da assinatura da ESCRITURA, que:

(a) está devidamente autorizada a celebrar esta ESCRITURA e a cumprir com todas as obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(b) a celebração desta ESCRITURA e do Contrato de Garantia, bem como a colocação das Debêntures, não infringem qualquer disposição legal, contrato ou instrumento do qual a EMISSORA seja parte, nem irá resultar em: (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer desses contratos ou instrumentos; (ii) criação de qualquer ônus ou gravame sobre qualquer ativo ou bem da EMISSORA, exceto por aqueles já existentes na presente data ou previstos nesta ESCRITURA ou no Contrato de Garantia; ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos;





## DECLARAÇÃO

(c) a celebração desta ESCRITURA e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pela EMISSORA;

(d) esta ESCRITURA e as obrigações aqui previstas constituem obrigações da EMISSORA, exigíveis de acordo com os seus termos e condições;

(e) os prospectos preliminar e definitivo ("Prospectos") da EMISSÃO contêm e conterão, no mínimo, e observadas as disposições legais e regulamentares pertinentes, todas as informações relevantes em relação à EMISSORA, nas respectivas datas e na data de publicação do anúncio do início de distribuição, 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;

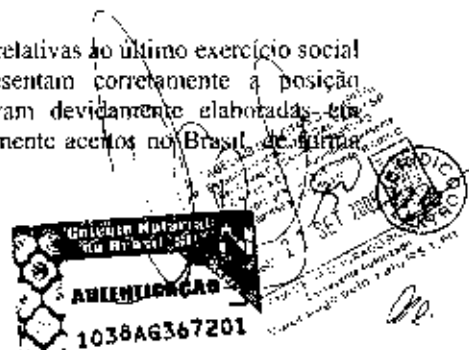
(f) as declarações contidas nos Prospectos da EMISSÃO em relação à EMISSORA são verdadeiras e não são enganosas, incorretas ou inverídicas;

(g) as opiniões, análises e expectativas expressas nos Prospectos da EMISSÃO em relação à EMISSORA foram dadas de boa-fé, sendo expressas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis;

(h) não há fatos relativos à EMISSORA que, nas respectivas datas de cada Prospecto da EMISSÃO, ou relativos às Debêntures não divulgados nos Prospectos da EMISSÃO, cuja omissão, no contexto dessa EMISSÃO, faça com que alguma declaração relevante do Prospecto da EMISSÃO seja enganosa, incorreta ou inverídica;

(i) todos os esforços foram feitos pela EMISSORA para assegurar que as declarações, informações e fatos descritos nos Prospectos da EMISSÃO em relação à EMISSORA sejam verdadeiros;

(j) as demonstrações financeiras da EMISSORA, relativas ao último exercício social encerrado e ao imediatamente anterior, representam corretamente a posição patrimonial e financeira da EMISSORA e foram devidamente elaboradas, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, de forma consistente com práticas passadas;



(k) as informações da EMISSORA relativas ao último trimestre encerrado ou ao imediatamente anterior, representam corretamente a posição patrimonial e financeira da EMISSORA e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

(l) a EMISSORA está cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios; e

(m) exceto pelas contingências informadas nos Prospectos da EMISSÃO, não há 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.

#### CLÁUSULA XIII – DAS DESPESAS

Correrão por conta da EMISSORA todos os custos incorridos com a estruturação, emissão, registro, distribuição e execução das Debêntures, incluindo publicações, registros, contratação do AGENTE FIDUCIÁRIO, da instituição depositária e de prestadores de serviços e quaisquer outros custos relacionados às Debêntures.

#### CLÁUSULA XIV - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

14.1. 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 em razão de qualquer inadimplemento da EMISSORA prejudicará o exercício de tal direito ou faculdade, ou será interpretado como constituindo uma renúncia ao mesmo ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer outras obrigações assumidas pela EMISSORA nesta ESCRITURA ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

14.2 Os valores indicados na Cláusula VIII desta ESCRITURA serão atualizados pelo IGP-M, ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo, a partir da data de celebração desta ESCRITURA, calculados *pro rata* de se necessário.

14.3. Fica eleito o Foro da Comarca da Capital do Estado de São Paulo para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas desta ESCRITURA e para a execução



**NOTA**

das obrigações de pagamento previstas nesta ESCRITURA, com renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

Estando assim, as partes, certas e ajustadas, firmam o presente instrumento, em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, juntamente com 2 (duas) testemunhas, que também o assinam.

São Paulo, 14 de setembro de 2005.

**ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

Nome: Rinaldo Pecchia Jr.  
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Nome: Celso Azeiteiro Minchillo  
Cargo: Diretor de Recursos Humanos e Infra-estrutura

**OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.**

Nome: Antonio Augusto Bortolon De Silva  
Cargo: Gerente

Nome: \_\_\_\_\_  
Cargo: \_\_\_\_\_

Testemunhas:

Nome: Augusto Bortolon De Silva  
R.G.: 24.627.162-3 SSP/SP  
CPF: 182.830.638-13

Nome: LEONARDO FERNANDO S ALMEI  
R.G.: 35.050.662-0 SSP/SP  
CPF: 300.354.038-61

Ad. ESPALHADO DE NOTAS DE CAMPANAS  
RECONHECIDO POR SEMELHANÇA AS SINAIS DE:  
RINALDO PECCHIA JUNIOR, CELSO AZEITEIRO  
MINCHILLO, 14 DE SETEMBRO DE 2005  
Campinas 14 DE SETEMBRO DE 2005  
PREÇO: R\$4,05 válido somente com  
selo de autenticidade, SELOS PASSAM POR  
EM TESTE.

ESTRELA DE 2005  
111 DARTMOS SEM SETO MAR E JULI 111

0186A035981  
TITULO VALOR  
LEONARDO  
FERNANDO  
S ALMEI



SECRETARIA DA JUSTIÇA E DEFESA  
DA CIDADANIA  
JUNTA COMERCIAL DO ESTADO  
DE SÃO PAULO  
DETERMINA  
CERTIFICADO O REGISTRO DE TÍTULOS  
COM O NÚMERO  
E0000158-2700 SECRETÁRIO GERAL  
14/09/2005 14:00:00

**JUCESP**

ATENÇÃO  
1038AG367203  
24 SET 2005

JUL 87

**ANEXO I À ESCRITURA DA SEGUNDA EMISSÃO DE DEBÊNTURES  
SIMPLES QUIROGRÁFICAS COM GARANTIA ADICIONAL, NÃO  
CONVERSÍVEIS EM AÇÕES DA ELEKTRO ELETRICIDADE E  
SERVIÇOS S.A.**

**MINUTA FINAL DO "CONTRATO DE CESSÃO FIDUCIÁRIA  
EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS"**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Primeiro Aditamento à Escritura de Emissão

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



JUCESP PROTOCOLO

801644/05-7



**INSTRUMENTO PARTICULAR DE PRIMEIRO ADITAMENTO À  
ESCRITURA DA  
SEGUNDA EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES QUIROGRAFÁRIAS,  
COM GARANTIA ADICIONAL, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES  
DA ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

Pelo presente instrumento particular:

- i. **Elektro Eletricidade e Serviços S.A.**, sociedade com sede na Rua Ary Antenor de Souza, nº 321, Jardim Nova América, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.325.280/0001-97, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("EMISSIONA"), e
- ii. **Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**, com sede na Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 203, Condomínio Downtown, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("AGENTE FIDUCIÁRIO"),

vêm, por esta e na melhor forma de direito, firmar o presente "Aditamento à Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (o "ADITAMENTO", a "ESCRITURA", a "EMISSÃO" e as "Debêntures", respectivamente), contendo as seguintes cláusulas e condições:

**CLÁUSULA I - DA ESCRITURA DE EMISSÃO**

1.1. Em 14 de setembro de 2005 foi celebrada a ESCRITURA, a qual foi protocolada, para registro, na Junta Comercial do Estado de São Paulo - JUCESP ("JUCESP").

**CLÁUSULA II - DA AUTORIZAÇÃO**

2.1. O presente Aditamento é celebrado conforme deliberações tomadas na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 1 de outubro de 2005 ("AGE") e na Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 10 de outubro de 2005 ("RCA").



*[Handwritten signatures]*



### CLÁUSULA III – DA AVERBAÇÃO DO ADITAMENTO

3.1. O presente Aditamento será registrado na JUCESP, juntamente com a ESCRITURA.

### CLÁUSULA IV – DA ALTERAÇÃO DA ESCRITURA DE EMISSÃO

4.1. De forma a contemplar (i) a taxa final dos juros remuneratórios das Debêntures, conforme definida em procedimento de *bookbuilding* conduzido pelos coordenadores da oferta pública das Debêntures, realizado em 10 de outubro de 2005, e ratificada por deliberação da RCA (“Remuneração”) e (ii) a decisão da AGE de alterar o evento de vencimento antecipado das Debêntures previsto na letra m, do item 8.1, constante da Cláusula VIII – Do Vencimento Antecipado da ESCRITURA, a EMISSORA e o AGENTE FIDUCIÁRIO deliberaram alterar os itens 1.1., 1.2., 4.4.3., 4.4.3.2., 5.3.2.1., 5.4.2.2., 5.4.2.3., 6.4.2.1., 6.4.2.2., 6.4.2.3 e 8.1.(m), e 9.1.(a) da ESCRITURA, os quais passarão a vigorar com as seguintes novas redações:

“1.1. Esta ESCRITURA é firmada com base na autorização deliberada pela Assembleia Geral Extraordinária da EMISSORA realizada em 31 de agosto de 2005, pela Assembleia Geral Extraordinária da EMISSORA realizada em 7 de outubro de 2005 (“AGE”) e pela Reunião do Conselho de Administração da EMISSORA realizada em 10 de outubro de 2005 (“RCA”).”.

“1.2. A AGE da EMISSORA delegou poderes ao conselho de administração para deliberar sobre as taxas de juros da remuneração das Debêntures, após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* (conforme abaixo definido), as quais foram aprovadas pela RCA, bem como autorizou a diretoria da EMISSORA a contratar instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais para proceder à colocação pública das Debêntures, após o competente registro da EMISSÃO na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).”.

#### “4.4.3. Juros Remuneratórios da 1ª Série

As Debêntures da 1ª Série renderão juros correspondentes à 11,80% (onze vírgula oitenta por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis de acordo com a fórmula prevista abaixo (“Juros



62. JA

Remuneratórios da 1ª Série") A taxa percentual referida acima foi definida em procedimento de *bookbuilding* conduzido pelas instituições financeiras responsáveis pela coordenação da Emissão e colocação das Debêntures ("Procedimento de Bookbuilding").",

"4.4.3.2. O cálculo dos Juros Remuneratórios da 1ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNa \times [\text{FatorJuros} - 1]$$

onde:

J = valor dos Juros Remuneratórios da 1ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

VNa = Valor Nominal Atualizado das Debêntures da 1ª Série calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorJuros** = Fator de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento;

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

onde:

taxa = 11,80% (onze vírgula oitenta por cento), conforme definida no Procedimento de Bookbuilding;

n = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

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

DP = é o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

#### Observações:

- 1) Os fatores resultantes da expressão  $\left[ \frac{IGP - M_n}{IGP - M_{n-1}} \right]^n$  são considerados com 8 (oito) casas decimais sem arredondamento;



02

JA

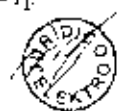
2) O produtório é executado a partir do fato mais recente, acrescentando-se, em seguida, os mais remotos. Os resultados intermediários são calculados com 16 (dezesseis) casas decimais, sem arredondamento.”;

“5.4.2.1. As Debêntures da 2ª Série renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros -- DI de um dia, Extra-Grupo (“Taxa DI”), calculadas e divulgadas pela CETIP, capitalizada de um *spread* de 1,85% (um vírgula sessenta e cinco por cento), definido no Procedimento de Bookbuilding, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série (conforme definido na alínea “a” abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo (“Juros Remuneratórios da 2ª Série”).

- a. Define-se “Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série” como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série (conforme definido abaixo) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 2ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 2ª Série em 01.08.2006 e a última em 01.09.2011 (cada uma “Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série”);
- b. as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série.

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 2ª Série obedecerá à seguinte fórmula.

$$J = VNe \times \left[ \text{FatorDI} \times \text{FatorSpread} - 1 \right]$$



*[Handwritten signatures]*

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 2ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 2ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, aporados pela aplicação da seguinte fórmula:

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^n [1 + TDI_k]$$

onde:

**n** = número total de taxas DI Over, sendo "n" um número inteiro;

**TDI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento;

$$TDI_k = \left( \frac{DI}{100} + 1 \right)^{\frac{d_k}{360}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

**DI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 (duas) casas decimais;

**d<sub>k</sub>** = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da taxa DI Over, sendo "d<sub>k</sub>" um número inteiro;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[ \left( \frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{360}} \right]^{\frac{360}{252}} \right\}$$

onde:

**spread** = 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento) ao ano, conforme definido no Procedimento de Bookbuilding;



*[Handwritten signature]*

**n** : É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

**DT** : É o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

**DP** : É o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

Observações:

1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.

2) O fator resultante da expressão  $[1 + TDI_x]^d$  é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais sem arredondamento.

3) Efetua-se o produtório dos fatores diários  $[1 + TDI_x]^d$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.

4) Considera-se o resultado da multiplicação ("Fator DI" x "FatorSpread") com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.

**5.4.2.2.** No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Cláusula, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da EMISSORA quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva;

**5.4.2.3.** Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 2ª Série para definir, de comum acordo com a EMISSORA, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas



nesta Cláusula, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.”;

“6.4.2.1. As Debêntures da 3ª Série renderão juros correspondentes à acumulação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), definido no Procedimento de Bookbuilding, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série (conforme definido na alínea “a” abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo (“Juros Remuneratórios da 3ª Série”).

- a. Define-se Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série (conforme abaixo definido) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 3ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série em 01.03.2006 e a última em 01.03.2011 (cada, uma “Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série”);
- b. as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 3ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe * [(FatorDI * FatorSpread) - 1];$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 3ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 3ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série no início do Período de Capitalização



das Debêntures da 3ª Série, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusiva, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula;

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^n \{1 + TDI_k\}$$

onde:

$n$  = número total de taxas DI Over, sendo " $n$ " um número inteiro;

$TDI_k$  = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento;

$$TDI_k = \left( \frac{DI}{100} + 1 \right)^{\frac{DT}{360}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

$DI_k$  = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 (duas) casas decimais;

$dt_k$  = número de dia(s) úteis correspondentes ao prazo de validade da taxa DI Over, sendo " $dt_k$ " um número inteiro;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento;

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[ \left( \frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{360}} \right]^{\frac{360}{DT}} \right\}$$

onde:

**spread** = 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento) ao ano, conforme definido no Procedimento de Bookbuilding;

$n$  = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo " $n$ " um número inteiro;

**DT** = É o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo " $DT$ " um número inteiro;

**DP** = É o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo " $DP$ " um número inteiro;



*[Handwritten signature]*

8

*[Handwritten signature]*

Observações:

1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.

2) O fator resultante da expressão  $[1 + TDI_n]$  é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais sem arredondamento.

3) Efetua-se o produtório dos fatores diários  $[1 + TDI_n]$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.

4) Considera-se o resultado da multiplicação ("Fator DI" x "FatorSpread") com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento."

**"6.4.2.2.** No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Cláusula, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da EMISSORA quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.";

**"6.4.2.3.** Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 3ª Série para definir, de comum acordo com a EMISSORA, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Cláusula, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.";

**"8.1.(m)** transferência do controle acionário/societário, direto ou indireto, da EMISSORA ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, exceto (i) quando realizada dentro do "grupo de controle da Elektro",





que fica definido como sendo o conjunto das sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Prisma Energy International Inc., ou (ii) pela transferência do controle acionário/societário da Prisma Energy International Inc.”; e

“9.1. (a) encaminhar ao AGENTE FIDUCIÁRIO: (i) dentro de no máximo 90 (noventa) dias corridos após o término de cada exercício social, ou na data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro, cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício, acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, bem como Declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento desta ESCRITURA e do Contrato de Garantia, acompanhadas de relatório da auditoria demonstrando a apuração do índices e limites financeiros dispostos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) da Cláusula 8.1 acima; (ii) dentro de no máximo 5 (cinco) dias úteis contados da entrega, pela EMISSORA à CVM, de cópia de seus arquivos de ITR e DFP, ou na data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro; (iii) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pelas normas da CVM, nos prazos previstos; (iv) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos na Cláusula 8.15 acima; (v) imediatamente qualquer informação relevante para a presente EMISSÃO; e (vi) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial ou extrajudicial recebida pela EMISSORA relacionada a um Evento de Inadimplemento, imediatamente após o seu recebimento;

## **CLÁUSULA V – DAS RATIFICAÇÕES E DA CONSOLIDAÇÃO**

### **DA ESCRITURA DE EMISSÃO**

5.1. Ficam ratificadas todas as demais disposições constantes da ESCRITURA que não foram expressamente alteradas pelo presente Aditamento, sendo que segue abaixo a versão consolidada da Escritura de Emissão, após implementadas as alterações referidas no item 4.1. acima:

### **CLÁUSULA I – DA AUTORIZAÇÃO**

1.1. Esta ESCRITURA é firmada com base na autorização deliberada pela Assembleia Geral Extraordinária da EMISSORA realizada em 31 de agosto de 2005, pela Assembleia Geral Extraordinária da EMISSORA realizada em 7 de outubro de 2005 (“AGE”) e pela Reunião do Conselho de Administração da EMISSORA realizada em 10 de outubro de 2005 (“RCA”)

1.2. A AGE da EMISSORA delegou poderes ao conselho de administração para deliberar sobre as taxas de juros da remuneração das Debêntures, após a conclusão

 “





do Procedimento de *Bookbuilding* (conforme abaixo definido), as quais foram aprovadas pela RCA, bem como autorizam a diretoria da EMISSORA a contratar instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais para proceder à colocação pública das Debêntures, após o competente registro da EMISSÃO na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM")

## CLÁUSULA II - DOS REQUISITOS

A EMISSÃO das Debêntures será feita com observância dos seguintes requisitos:

### 2.1. Arquivamento e Publicação da Deliberação

As atas da AGE e da RCA deverão ter sido arquivadas na Junta Comercial do Estado de São Paulo ("JUCESP") e publicadas no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Valor Econômico.

### 2.2. Inscrição da ESCRITURA

A ESCRITURA e seus aditamentos deverão ter sido inscritos na JUCESP, de acordo com disposto no inciso II do artigo 62 da Lei n.º 6.404/76.

### 2.3. Registro na Comissão de Valores Mobiliários

A EMISSÃO deverá ter sido registrada na CVM, na forma da Lei n.º 6.385, de 7 de dezembro de 1976, da Lei n.º 6.401/76, bem como das demais disposições legais e regulamentares pertinentes.

### 2.4. Registro para distribuição no mercado primário

A EMISSÃO deverá ter sido registrada para distribuição no mercado primário (i) no Sistema de Distribuição de Títulos ("SDT"), administrado pela Associação Nacional das Instituições de Mercado Financeiro ("ANDIMA") e operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"), sendo a integralização das Debêntures liquidada pela CETIP e (ii) no Sistema Bovespa Fix ("Bovespa Fix"), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo ("Bovespa"), sendo a integralização das Debêntures liquidada na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLIC").



12 " JA

## **2.5. Registro para negociação no mercado secundário**

A EMISSÃO deverá ter sido registrada para negociação no mercado secundário (i) no Sistema Nacional de Debêntures ("SNID"), administrado pela ANBIMA e operacionalizado pela CETIP, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e (ii) no Bovespa Fix, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

## **2.6. Registro na ANBID**

A EMISSÃO deverá ser registrada junto à Associação Nacional dos Bancos de Investimento ("ANBID") no prazo de 15 (quinze) dias, a contar da data da concessão do respectivo registro na CVM, nos termos dos artigos 22 e 23 do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários ("Código ANBID").

## **CLÁUSULA III - DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO COMUNS ÀS TRÊS SÉRIES**

As Debêntures terão as seguintes características e condições:

### **3.1. Valor Total e Número da EMISSÃO**

O valor total da EMISSÃO é de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais), na Data de Emissão (conforme definida na Cláusula 8.8. abaixo). Esta ESCRITURA representa a segunda emissão de debêntures da EMISSORA.

### **3.2. Valor Nominal Unitário**

O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, será de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) ("Valor Nominal Unitário").

### **3.3. Quantidade de Debêntures e Número de Séries**

Serão emitidas 75.000 (setenta e cinco mil) Debêntures na EMISSÃO. A EMISSÃO será realizada em 3 (três) séries, sendo a 1ª série composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures ("Debêntures da 1ª Série"), a 2ª série composta por 18.750 (dezoito mil, setecentos e cinquenta) Debêntures ("Debêntures da 2ª Série") e a 3ª série composta por 18.750 (dezoito mil, setecentos e cinquenta) Debêntures ("Debêntures da 3ª Série") (as Debêntures da 1ª Série, as Debêntures da 2ª Série e as Debêntures da 3ª Série em conjunto denominadas simplesmente como as "Debêntures").

*B* 12

*A*



### 3.4. Forma

As Debêntures terão a forma escritural, nominativa, sem a emissão de cautelas ou certificados. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da conta de depósito emitido pela instituição responsável pela escrituração das Debêntures. 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 expedido pela CBLC relatório indicando a titularidade das Debêntures que estiverem custodiadas na CBLC.

### 3.5. Conversibilidade

As Debêntures não serão conversíveis em ações.

### 3.6. Espécie

As Debêntures serão da espécie quirografária com garantia adicional a ser constituída nos termos da Cláusula 3.14. abaixo.

### 3.7. Limite de Emissão

O capital social da EMISSORA na data de assinatura desta ESCRITURA é de R\$ 951.056.552,16 (novecentos e cinquenta e quatro milhões, cinquenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e dois reais e dezesseis centavos), estando, portanto, atendido o limite de emissão previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.

### 3.8. Data de Emissão

Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 01.09.2005 ("Data de Emissão").

### 3.9. Local de Pagamento

Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela EMISSORA no dia de seu respectivo vencimento, utilizando-se os procedimentos adotados (i) pela CETIP, para as Debêntures registradas no SND, (ii) pela CBLC, para as Debêntures registradas no Bovespa Fix ou (iii) pelo BANCO MANDATÁRIO (conforme definido na Cláusula 3.16. abaixo), para as Debêntures que não estiverem depositadas em custódia vinculada ao Bovespa Fix e/ou ao SND.



*[Handwritten signatures]*

### 3.10. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogados até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos nos termos desta ESCRITURA, os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da presente ESCRITURA, quando a data de tais pagamentos coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

### 3.11. Encargos Moratórios

Ocorrendo atraso imputável à EMISSORA no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso, independentemente de qualquer aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, ficarão sujeitos a multa moratória de 2% (dois por cento) e juros de mora *pro rata temporis* de 1% (um por cento) ao mês, ambos incidentes sobre os valores em atraso devidamente acrescidos do Rendimento das Debêntures (conforme definido nas Cláusulas 4.4., 5.4. e 6.4. abaixo) desde a data de inadimplemento até a data do seu efetivo pagamento.

### 3.12. Mora do Titular de Debêntures

Sem prejuízo do disposto na Cláusula 3.11. acima, o não comparecimento do titular de Debênture para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da EMISSORA nas datas previstas nesta ESCRITURA, ou em comunicado publicado pela EMISSORA, não lhe dará direito ao recebimento de qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, assegurados, todavia, os direitos adquiridos até a data do seu respectivo vencimento.

### 3.13. Rendimento das Debêntures

3.13.1. Na ocorrência de desenquadramento de qualquer dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1. abaixo, os Rendimentos das Debêntures serão automaticamente elevados, desde a ocorrência do evento até a sua correção, em 0.5% (zero vírgula cinco por cento) ao ano, para as 3 (três) séries das Debêntures.

3.13.2. Tão logo a EMISSORA providenciar o reenquadramento dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1. abaixo, o acréscimo nos Rendimentos das Debêntures de que trata a Cláusula 3.13.1. acima deixará de ser aplicado a partir da data do referido reenquadramento.

8.13.8. Na hipótese de qualquer dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e/ou (r) da Cláusula 8.1. abaixo permanecerem desequilibrados por prazo superior a 12 (doze) meses contados de sua ocorrência, aplicar-se-á o disposto na Cláusula 8.1. abaixo.

#### **8.14. Garantia Adicional**

Os pagamentos relativos às Debêntures serão garantidos por meio da constituição de cessão fiduciária de direitos creditórios de titularidade da EMISSORA, referentes a contas de arrecadação de fornecimento de energia elétrica, garantia esta a ser formalizada por meio da celebração de contrato de cessão fiduciária entre a EMISSORA, o AGENTE FIDUCIÁRIO e o BANCO MANDATÁRIO, em observância ao disposto no artigo 66-B da Lei nº 4.728/65, com a nova redação dada pelo artigo 55 da Lei nº 10.931/04 ("Contrato de Garantia"). O Anexo I desta ESCRITURA é cópia da versão final do Contrato de Garantia.

#### **8.15. Publicidade**

Todos os atos e decisões destinados aos debenturistas deverão ser obrigatoriamente comunicados, na forma de avisos, nos jornais Diário Oficial do Estado de São Paulo e Valor Econômico, devendo a EMISSORA avisar o AGENTE FIDUCIÁRIO da realização de qualquer publicação até 5 (cinco) dias úteis antes da sua ocorrência.

#### **8.16. Banco Mandatário e Agente Escriturador**

O banco mandatário e agente escriturador da EMISSÃO será o Banco Itaú S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Praça Alfredo Egydio de Souza Aranha, n.º 100 Torre Itaúsa, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.701.190/0001-01 ("BANCO MANDATÁRIO").

#### **8.17. Comunicações**

As comunicações a serem enviadas em decorrência desta ESCRITURA, se 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), devendo os respectivos originais ser encaminhados até 5 (cinco) dias úteis após o envio da mensagem; se feitas por correspondência, as comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelos Correios ou por telegrama, nos endereços constantes da qualificação a seguir:

 15 



Para a EMISSORA:

**Elektro Eletricidade e Serviços S.A.**

Rua Ary Antenor de Souza, nº 521, Jardim Nova América

13053-024 - Campinas, SP

At.: Rinaldo Pecchio Jr.

Tel.: (19) 3726-1090

Fax: (19) 3726-1560

E-mail: rinaldo.pecchio@elektro.com.br

Para o AGENTE FIDUCIÁRIO:

**Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**

Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205

22640-100 - Rio de Janeiro - RJ

At.: Sr. Juarez Dias Costa

Tel.: (21) 2498-7008

Fax: (21) 2498-4746/4901

E-mail: agente@oliveiratrust.com.br

Para o BANCO MANDATÁRIO:

**Banco Itaú S.A.**

Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, nº 707

04344-902 - São Paulo - SP

At.: Sr. José Nilson Cordeiro

Tel.: (11) 5029-1917

Fax: (11) 5029-1917

E-mail: jose-nilson.cordeiro@itau.com.br

Para a CETIP:

**Câmara de Custódia e Liquidação**

Rua Libero Baduró, nº 425, 24º andar

São Paulo - SP

At.: Sra. Anna Maria Bergamo

Tel.: (11) 3111-1408

Fax: (11) 3115-1664

E-mail: annamaria@cetip.com.br



02.18

11

Para o Bovespa Fix:

**Bolsa de Valores de São Paulo**

Rua XV de Novembro, nº 275

São Paulo - SP

At.: Sr. João Antônio Passos Carvalho

Tel.: (11) 9253-2177

E-mail: jcarvalh@bovespa.com.br / gre@bovespa.com.br

**3.18. Destinação dos Recursos**

O montante líquido obtido pela EMISSORA com a distribuição das Debêntures será utilizado da seguinte forma:

(i) aproximadamente 67% (sessenta e sete por cento) dos recursos captados por meio da Emissão serão utilizados na liquidação de empréstimos ponte obtidos pela EMISSORA em 04 de julho de 2005 perante o Banco Itaú BBA S.A. e o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., no valor total de R\$ 500.000.000,00 (quinhentos milhões de reais), com remuneração equivalente à variação diária da Taxa DI (conforme definida abaixo), acrescida de *spread* de 2,25% (dois vírgula vinte e cinco por cento) ao ano, e prazo de vencimento em 180 (cento e oitenta) dias contados do primeiro desembolso (os empréstimos ponte em conjunto definidos como o “Empréstimo-Ponte”). O Empréstimo-Ponte foi concedido à EMISSORA para financiar o pagamento antecipado, juntamente com recursos próprios da EMISSORA, do saldo devedor (principal e juros diferidos) da dívida, em moeda estrangeira, da EMISSORA para com a ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (“ETB”), no valor de US\$ 245.423.619,30 (duzentos e quarenta e cinco milhões, quatrocentos e vinte e três mil, seiscentos e dezanove dólares dos Estados Unidos da América e trinta centavos) (“Dívida com ETB”); e

(ii) o saldo remanescente dos recursos será utilizado para reforço do capital de giro da EMISSORA.

**3.19. Colocação das Debêntures**

**3.19.1.** As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para distribuição no mercado primário no Bovespa Fix e no SDT, mediante observância do plano de distribuição descrito no anúncio de início da distribuição pública das Debêntures (“Anúncio de Início”).



*[Assinatura manuscrita]*



**3.19.2.** A colocação pública das Debêntures ("Oferta") somente terá início após a concessão do registro da Emissão pela CVM e a publicação do Anúncio de Início. As Debêntures da 2ª Série somente serão colocadas após o encerramento da colocação da totalidade das Debêntures da 1ª Série. As Debêntures da 3ª Série somente serão colocadas após o encerramento da colocação da totalidade das Debêntures da 2ª Série.

**3.19.3.** Não será admitida a distribuição parcial das Debêntures, sendo que a Oferta somente será concluída em havendo a subscrição e integralização, durante o prazo de colocação a ser estabelecido no Anúncio de Início, do total das Debêntures distribuídas no âmbito da Emissão.

**3.19.3.1.** Na hipótese de não conclusão da Oferta por conta do não atendimento do disposto na Cláusula 3.19.3. acima, os investidores que já tiverem subscrito e integralizado Debêntures receberão dos coordenadores da Oferta os montantes, em moeda corrente nacional, utilizados na integralização de Debêntures, no prazo a ser indicado no Anúncio de Início, deduzidos dos encargos e tributos devidos, sem qualquer remuneração.

#### **3.20. Imunidade dos Debenturistas**

Caso qualquer titular de Debêntures goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar à EMISSORA e/ou ao BANCO MANDATÁRIO, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de pagamentos referentes às Debêntures, documentação comprobatória da referida imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus pagamentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

### **CLÁUSULA IV - DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA PRIMEIRA SÉRIE.**

#### **4.1 Quantidade**

A primeira série da Emissão será composta por 37.500 (trinta e sete mil e quinhentas) Debêntures da 1ª Série.

#### **4.2. Prazo e Data de Vencimento**

O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01.09.2011 ("Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série"), data em que será pago o Valor Nominal Unitário das



18



Debêntures da 1ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 1ª Série (conforme definido na Cláusula 4.4. abaixo), em moeda corrente nacional, nos termos desta ESCRITURA.

#### 4.3. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal das Debêntures da 1ª Série

O Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série (conforme definido abaixo) será amortizado conforme a tabela a seguir ("Amortização das Debêntures da 1ª Série"):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

#### 4.4. Rendimento

A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 1ª Série farão jus ao seguinte rendimento, composto pela Atualização (conforme definida na Cláusula 4.4.1. abaixo) e pelos Juros Remuneratórios da 1ª Série (conforme definido na Cláusula 4.4.8. abaixo) ("Rendimento da 1ª Série"):

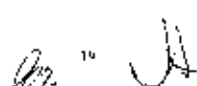

##### 4.4.1. Atualização

As Debêntures da 1ª Série terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado (a "Atualização") a partir da Data de Emissão, pela variação percentual do IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado, apurada e divulgada pela Fundação Getúlio Vargas ("Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série"), sendo o produto da Atualização incorporado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série automaticamente, segundo a seguinte fórmula:

$$VNa = VNc \times \left\{ \left[ \frac{IGP-M_1}{IGP-M_0} \right] \times \left[ \frac{IGP-M_2}{IGP-M_1} \right] \times \dots \times \left[ \frac{IGP-M_n}{IGP-M_{n-1}} \right] \right\}$$

onde:

VNa é o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**VNe** é o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ou saldo no Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série (conforme definido na Cláusula 4.4.8.1. abaixo), informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**IGP-M<sub>0</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de início de atualização;

**IGP-M<sub>i</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês de início de atualização;

**IGP-M<sub>j</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês subsequente ao mês de início de atualização;

**IGP-M<sub>n</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de atualização até a data de aniversário da Debênture da 1ª Série. Após a data de aniversário, valor do número índice do IGP-M do mês de atualização;

**IGP-M<sub>n-1</sub>** é o valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês "n";

**dup** é o número de dias úteis da última data base até a data de atualização, sendo **dup** um número inteiro;

**dat** é o número de dias úteis contidos entre a última e a próxima data base, sendo **dat** um número inteiro.

Para efeitos das definições indicadas acima, consideram-se "datas de aniversário" as datas correspondentes ao primeiro dia útil de cada mês, e "data base" o primeiro dia útil de cada mês.

O número índice do IGP-M deverá ser utilizado considerando-se idêntico número de casas decimais daquele divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.

A aplicação do IGP-M incidirá anualmente, ou no menor período permitido pela legislação em vigor.

4.4.1.1. Se, na data de vencimento de quaisquer obrigações pecuniárias da EMISSORA relativas às Debêntures da 1ª Série não houver divulgação do IGP-M, será aplicado o último número índice do IGP-M divulgado, calculado *pro rata temporis*, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a EMISSORA e os titulares de Debêntures da 1ª Série quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável. Se a não divulgação do IGP-M for superior ao prazo de 10 (dez) dias consecutivos, aplicar-se-á o disposto nos parágrafos abaixo quanto à definição dos novos parâmetros da Atualização das Debêntures da 1ª Série.

4.4.1.2. No caso de extinção, ausência de apuração e/ou divulgação por mais de 10 (dez) dias consecutivos após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou impossibilidade legal de aplicação do IGP-M às Debêntures da 1ª Série, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que o IGP-M não tenha sido divulgado pelo prazo superior a

20



10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia em que o IGP-M não possa ser utilizado por proibição legal ou judicial, convocar a Assembleia Geral de titulares de Debêntures da 1ª Série para a deliberação, de comum acordo com a EMISSORA, observada a Decisão Conjunta BCB/CVM nº 18/03 e/ou regulamentação aplicável, do novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série, dentre aqueles que melhor refletirem a inflação do período. O *quorum* necessário para definição do novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário aplicável às Debêntures da 1ª Série deverá ser composto por debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 1ª Série em circulação.

4.4.1.8. Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de Atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série entre a EMISSORA e os debenturistas da 1ª Série representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 1ª Série em circulação, a EMISSORA, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a EMISSORA a comunicar por escrito ao AGENTE FIDUCIÁRIO, no prazo de 15 (quinze) dias contados a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

(i) A EMISSORA poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 1ª Série em circulação, com o seu consequente cancelamento, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente (a) ao saldo de seu Valor Nominal Unitário Atualizado e (b) aos Juros Remuneratórios da 1ª Série, devidos até a data do efetivo resgate, calculados *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento de Juros da 1ª Série, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo da Atualização aplicável às Debêntures a serem resgatadas, será utilizado o último IGP-M divulgado oficialmente, acrescido dos Juros Remuneratórios da 1ª Série; ou

(ii) A EMISSORA poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 1ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela EMISSORA, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 1ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida na Cláusula 4.4.3.1. abaixo (ou seja, o pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série deverá ser, no máximo, anual); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 1ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série superior a (b1) 66,67% (sessenta e seis vírgula sessenta e sete por cento) até 01.09.2009, (b2)

21



33,34% (trinta e três vírgula trinta e quatro por cento) até 01.09.2010 e (b3) 0% (zero por cento) até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 1ª Série, será utilizado o parâmetro de Atualização definido pelos debenturistas e apresentado à EMISSORA na referida Assembleia Geral de debenturistas.

#### 4.4.2. Periodicidade de Pagamento da Atualização



A Atualização será paga juntamente com o Valor Nominal Unitário, exclusivamente (i) nas datas de Amortização das Debêntures da 1ª Série, (ii) na Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série e/ou (iii) nas datas em que sejam realizados eventuais amortizações e/ou resgates antecipados das Debêntures.

#### 4.4.3. Juros Remuneratórios da 1ª Série

As Debêntures da 1ª Série renderão juros correspondentes à 11,80% (onze vírgula oitenta por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis de acordo com a fórmula prevista abaixo ("Juros Remuneratórios da 1ª Série"). A taxa percentual referida acima foi definida em procedimento de *bookbuilding* conduzido pelas instituições financeiras responsáveis pela coordenação da Emissão e colocação das Debêntures ("Procedimento de Bookbuilding").

**4.4.3.1** Define-se "Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série" como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data da Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, ou na Data de Pagamento de Juros da 1ª Série (conforme abaixo definido) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, e termina na Data de Pagamento de Juros da 1ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. Os Juros Remuneratórios da 1ª Série correspondentes aos Períodos de Capitalização das Debêntures da 1ª Série serão devidos em: 01.09.2006, 01.09.2007, 01.09.2008, 01.09.2009, 01.09.2010 e 01.09.2011 (referidas datas de pagamento dos Juros Remuneratórios da 1ª Série, as "Datas de Pagamento de Juros da 1ª Série").



 32 

4.4.3.2. O cálculo dos Juros Remuneratórios da 1ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNa \cdot (FatorJuros - 1)$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 1ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 1ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNa** = Valor Nominal Atualizado das Debêntures da 1ª Série calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorJuros** = Fator de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento;

$$FatorJuros = \left\{ \left[ \left( \frac{taxa}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{DT}} \right]^{\frac{DP}{DT}} \right\}$$

onde:

**taxa** = 11,80% (onze vírgula oitenta por cento), conforme definida no Procedimento de Bookbuilding;

**n** = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

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

**DP** = é o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

#### Observações:

1) Os fatores resultantes da expressão  $\left[ \frac{ICP - M_n}{IGP - M_{n-1}} \right]^n$  são considerados com 8 (oito) casas decimais sem arredondamento,

2) O produtório é executado a partir do fator mais recente, acrescentando-se, em seguida, os mais remotos. Os resultados intermediários são calculados com 16 (dezoiséis) casas decimais, sem arredondamento.



22

#### **4.5. Preço de Subscrição e Integralização**

**4.5.1.** O preço de subscrição das Debêntures da 1ª Série será o seu Valor Nominal Unitário Atualizado acrescido do Rendimento da 1ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de integralização (exclusive).

**4.5.2.** Caso, até a data de integralização das Debêntures, não haja divulgação do IGP-M, será utilizado para cálculo do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série a última projeção de IGP-M da ANDIMA, disponível no site [www.andima.com.br](http://www.andima.com.br), ou na sua falta o último IGP-M oficialmente divulgado, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a EMISSORA e os debenturistas da 1ª Série quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável.

**4.5.3.** A integralização das Debêntures da 1ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CIBLC, conforme o caso.

#### **4.6. Resgate Antecipado**

Além do resgate de que trata a Cláusula 4.1.3 acima, não será permitido resgate antecipado das Debêntures da 1ª Série.

### **CLÁUSULA V – DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA SEGUNDA SÉRIE**

#### **5.1 Quantidade**

A segunda série da Emissão será composta por 18.750 (dezoito mil setecentos e cinquenta) Debêntures da 2ª Série.

#### **5.2. Prazo e Data de Vencimento**

O prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01.09.2014 ("Data de Vencimento das Debêntures da 2ª Série"), data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 2ª Série (conforme definido na Cláusula 5.4. abaixo), em moeda corrente nacional, nos termos desta ESCRITURA.



*[Handwritten signature]* 24 *[Handwritten signature]*

### 5.3. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir ("Amortização das Debêntures da 2ª Série"):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

### 5.4. Rendimento da 2ª Série

A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 2ª Série farão jus ao seguinte rendimento descrito abaixo, formado pelos Juros Remuneratórios da 2ª Série (conforme definido na Cláusula 5.4.2.1. abaixo) ("Rendimento da 2ª Série"):

#### 5.4.1. Atualização

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série não será atualizado.

#### 5.4.2. Juros Remuneratórios da 2ª Série

5.4.2.1. As Debêntures da 2ª Série renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, Extra-Grupo ("Taxa DI"), calculadas e divulgadas pela CETIP, capitalizada de um *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), definido no Procedimento de Bookbuilding, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série (conforme definido na alínea "a" abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo ("Juros Remuneratórios da 2ª Série").

- a. Define-se "Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série" como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série (conforme definido abaixo) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série

*[Assinatura]*

23

*[Assinatura]*





sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 2ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 2ª Série em 01.08.2006 e a última em 01.09.2011 (cada, uma "Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série").

- b. as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério pro rata temporis, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série.

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 2ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [FatorDI \times FatorSpread + 1]$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 2ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 2ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 2ª Série, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorDI** = produto das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula:

$$FatorDI = \prod_{k=1}^n [1 + TDI_k]$$

onde:

**n** = número total de taxas DI Over, sendo "n" um número inteiro;

**TDI<sub>k</sub>** = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento;



*[Handwritten signature]* 29 *[Handwritten signature]*

$$TDI_k = \left( \frac{DI}{100} + 1 \right)^{\frac{DT}{DT}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

$DI_k$  = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, 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;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

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

onde:

**spread** = 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento) ao ano, conforme definido no Procedimento de Bookbuilding;

**n** = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

**DT** = É o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

**DP** = É o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

Observações:

1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.

2) O fator resultante da expressão  $[1 + TDI_k]$  é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais sem arredondamento.

3) Efetua-se o produto dos fatores diários  $[1 + TDI_k]$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.

4) Considera-se o resultado da multiplicação ("Fator DI" x "FatorSpread") com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento



27

**5.4.2.2.** No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Cláusula, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da EMISSORA quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

**5.4.2.3.** Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 2ª Série para definir, de comum acordo com a EMISSORA, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Cláusula, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.

**5.4.2.4.** Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de juros remuneratórios das Debêntures da 2ª Série entre a EMISSORA e os titulares de Debêntures da 2ª Série representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 2ª Série em circulação, a EMISSORA, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a EMISSORA a comunicar por escrito ao AGENTE FIDUCIÁRIO, no prazo de 15 (quinze) dias corridos contados a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

- (i) A EMISSORA poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 2ª Série em circulação, com o seu consequente cancelamento, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, pelo valor equivalente ao saldo de seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 2ª Série, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento do Rendimento da 2ª Série imediatamente anterior à data do resgate, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo do Rendimento da 2ª Série aplicável às Debêntures da 2ª Série a serem resgatadas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente; ou



*[Handwritten signature]* 24 *[Handwritten signature]*

(ii) A EMISSORA poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 2ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela EMISSORA, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 2ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento do Rendimento da 2ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida na Cláusula 5.4.2.1. acima (ou seja, o pagamento do Rendimento da 2ª Série deverá ser, no máximo, semestral); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 2ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série superior a (b1) 66,67% (sessenta e seis vírgula sessenta e sete por cento) até 01.09.2009, (b2) 33,34% (trinta e três vírgula trinta e quatro por cento) até 01.09.2010 e (b3) 0% (zero por cento) até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 2ª Série, será utilizado o parâmetro de remuneração definido pelos debenturistas e apresentado à EMISSORA na referida Assembleia Geral de debenturistas.

### **5.5. Preço de Subscrição e Integralização**

5.5.1. O preço de subscrição das Debêntures da 2ª Série será o seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 2ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de sua efetiva integralização (exclusive).

5.5.2. A integralização das Debêntures da 2ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLC, conforme o caso.

### **5.6. Resgate Antecipado**



Além do resgate de que trata a Cláusula 5.4.2.1 acima, não será permitido resgate antecipado das Debêntures da 2ª Série.

## **CLÁUSULA VI – DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA TERCEIRA SÉRIE**

### **6.1 Quantidade**

A terceira série da Emissão será composta por 18.750 (dezoito mil setecentos e cinquenta) Debêntures da 3ª Série.



 26 

## 6.2. Prazo e Data de Vencimento

O prazo de vencimento das Debêntures da 3ª Série será de 6 (seis) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01.09.2011 ("Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série") (a Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série, a Data de Vencimento das Debêntures da 2ª Série e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série, a "Data de Vencimento"), data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento da 3ª Série (conforme definido na Cláusula 6.4. abaixo), em moeda corrente nacional, nos termos desta ESCRITURA.

## 6.3. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série será amortizado conforme a tabela a seguir ("Amortização das Debêntures da 3ª Série"):

Data da Amortização	Percentual do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado
01.09.2009	33,33%
01.09.2010	33,33%
01.09.2011	33,34%

## 6.4. Rendimento da 3ª Série

A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 3ª Série terão jus ao seguinte rendimento, composto pelos Juros Remuneratórios da 3ª Série (conforme definido na Cláusula 6.4.2.1. abaixo) ("Rendimento da 3ª Série") (o Rendimento da 1ª Série, o Rendimento da 2ª Série e o Rendimento da 3ª Série, um conjunto denominados como o "Rendimento" das Debêntures):

### 6.4.1. Atualização

O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série não será atualizado.

### 6.4.2. Juros Remuneratórios da 3ª Série

6.4.2.1. As Debêntures da 3ª Série renderão juros correspondentes à acumulação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), definido no Procedimento de Bookbuilding incidentes sobre o Valor

02 10



Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série (conforme definido na alínea "a" abaixo), de acordo com a fórmula descrita abaixo ("Juros Remuneratórios da 3ª Série").

- a. Define-se Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão (inclusive), no caso do primeiro Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, ou na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série (conforme abaixo definido) imediatamente anterior (inclusive), no caso dos demais Períodos de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, e termina na Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série correspondente ao período (exclusive). Cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série sucede o anterior sem solução de continuidade. O Rendimento da 3ª Série correspondente a cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série será devido semestralmente, sendo a primeira Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série em 01.03.2006 e a última em 01.09.2011 (cada, uma "Data de Pagamento de Rendimento da 3ª Série");
- b. as taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério pro rata temporis, por dias úteis, até a Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série

O cálculo dos Juros Remuneratórios da 3ª Série obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [FatorDI \times FatorSpread - 1]$$

onde:

**J** = valor dos Juros Remuneratórios da 3ª Série devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

**VNe** = Valor Nominal Unitário da Debênture da 3ª Série ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série no início do Período de Capitalização das Debêntures da 3ª Série, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

**FatorDI** = produtório das taxas DI Over da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurados pela aplicação da seguinte fórmula:



*[Handwritten signature]*

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^n [1 + TDI_k]$$

onde:

$n$  = número total de taxas DI Over, sendo "n" um número inteiro;

$TDI_k$  = Taxa DI Over, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento;

$$TDI_k = \left( \frac{DI}{100} + 1 \right)^{\frac{360}{d_k}} - 1, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n$$

$DI_k$  = Taxa DI Over divulgada pela CETIP, utilizada com 2 (duas) casas decimais;

$d_k$  = número de dia(s) útil(is) correspondentes ao prazo de validade da taxa DI Over, sendo " $d_k$ " um número inteiro;

**FatorSpread** = Sobretaxa de juros fixos calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[ \left( \frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{DT}} \right]^{\frac{360}{DP}} \right\}$$

onde:

**spread** = 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento) ao ano, conforme definido no Procedimento de Bookbuilding;

$n$  = É o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

**DT** = É o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

**DP** = É o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

Observações:

1) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.

2) O fator resultante da expressão  $[1 + TDI_k]$  é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais sem arredondamento.



22. 32 JH

3) Efetua-se o produtório dos fatores diários  $[1 + TDI]^n$ , sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.

4) Considera-se o resultado da multiplicação ("Fator DI" x "FatorSpread") com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.

**6.4.2.2.** No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Cláusula, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da EMISSORA quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

**6.4.2.3.** Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias contados (i) do primeiro dia em que Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos ou (ii) do primeiro dia seguinte à impossibilidade legal ou judicial de aplicação da Taxa DI, convocar Assembleia Geral de debenturistas titulares de Debêntures da 3ª Série para definir, de comum acordo com a EMISSORA, o novo parâmetro a ser aplicado, que melhor reflita as condições do mercado interbancário então vigentes. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Cláusula, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *spread* de 1,65% (um vírgula sessenta e cinco por cento), até a data da deliberação da Assembleia Geral de debenturistas.

**6.4.2.4.** Caso não haja acordo sobre o novo parâmetro de juros remuneratórios das Debêntures da 3ª Série entre a EMISSORA e os titulares de Debêntures da 3ª Série representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures da 3ª Série em circulação, a EMISSORA, optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a EMISSORA a comunicar por escrito ao AGENTE FIDUCIÁRIO, no prazo de 15 (quinze) dias corridos contados a partir da data de realização da respectiva Assembleia Geral de debenturistas, qual a alternativa escolhida:

(i) A EMISSORA poderá resgatar a totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, com o seu conseqüente cancelamento, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia Geral

02 " J





de debenturistas, pelo valor equivalente ao saldo de seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento do Rendimento da 3ª Série imediatamente anterior à data do resgate, conforme o caso. Nesta alternativa, para cálculo do Rendimento da 3ª Série aplicável às Debêntures da 3ª Série a serem resgatadas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente; ou

(ii) A EMISSORA poderá amortizar a totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação, em cronograma a ser estipulado pela EMISSORA, o qual não excederá o prazo de vencimento das Debêntures da 3ª Série. Na alternativa referida neste item, durante o prazo de amortização das Debêntures da 3ª Série serão observados os seguintes requisitos: (a) a periodicidade do pagamento do Rendimento da 3ª Série não poderá ser superior àquela estabelecida na Cláusula 6.4.2.1. acima (ou seja, o pagamento do Rendimento da 3ª Série deverá ser, no máximo, semestral); (b) o cronograma do pagamento da Amortização das Debêntures da 3ª Série não poderá resultar em saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série superior a (b1) 66,67% (sessenta e seis vírgula sessenta e sete por cento) até 01.09.2009, (b2) 33,34% (trinta e três vírgula trinta e quatro por cento) até 01.09.2010 e (b3) 0% (zero por cento) até a Data de Vencimento; e (c) até a liquidação integral das Debêntures da 3ª Série, será utilizado o parâmetro de remuneração definido pelos debenturistas e apresentado à EMISSORA na referida Assembleia Geral de debenturistas.

## 6.5. Preço de Subscrição e Integralização

6.5.1. O preço de subscrição das Debêntures da 3ª Série será o seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado *pro rata temporis*, por dias úteis, desde a Data de Emissão (inclusive) até a data de sua efetiva integralização (exclusive).

6.5.2. A integralização das Debêntures da 3ª Série será à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis à CETIP e/ou à CBLIC, conforme o caso.

## 6.6. Resgate Antecipado

6.6.1. A EMISSORA terá a faculdade de, a seu exclusivo critério, e desde que após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão ("Data de Início de Resgate"), promover o resgate antecipado de parte ou da totalidade das Debêntures da 3ª Série em circulação. Na hipótese de resgate antecipado parcial, este deverá ser



34





realizado por meio de sorteio coordenado pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, com observância do disposto no artigo 55 da Lei nº 6.404/76. O resgate antecipado parcial ou total das Debêntures da 3ª Série será efetuado mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série acrescido do rendimento da 3ª Série, e acrescido de um prêmio, estabelecido como percentual a ser aplicado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 3ª Série, acrescido do Rendimento da 3ª Série, calculado da seguinte forma:

$[P = d/D * 1,00\%]$ , onde:

**P** = prêmio a ser pago em valor percentual sobre o valor do resgate;

**d** = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo resgate das Debêntures da 3ª Série e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série; e

**D** = quantidade de dias corridos entre a Data de Início de Resgate (conforme acima referido) e a Data de Vencimento das Debêntures da 3ª Série.

**6.6.2.** As Debêntures da 3ª Série que vierem a ser resgatadas antecipadamente serão obrigatoriamente canceladas, comprometendo-se a EMISSORA a providenciar, no prazo de +5 (quarenta e cinco) dias, o aditamento à presente ESCRITURA e respectivo arquivamento na forma da legislação em vigor.

**6.6.3.** O resgate das Debêntures da 3ª Série na forma descrita nesta Cláusula será precedido, necessariamente, de aviso aos debenturistas, a ser publicado pela EMISSORA com antecedência mínima de 15 (quinze) dias corridos da data pretendida para pagamento do referido resgate.

**6.6.4.** Eventual resgate parcial das Debêntures da 3ª Série que estejam registradas no SND dar-se-á exclusivamente por meio de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, conforme regulamento de operações do SND. Independentemente do disposto acima, todas as etapas deste processo, tais como manifestação dos titulares de Debêntures da 3ª Série, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades, por titular de Debênture, serão realizadas fora do âmbito da CETIP, de acordo com os termos e condições previstos no artigo 55 e parágrafos da Lei nº 6.404/76.

**6.6.4.1.** Caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate parcial de que trata o item 6.6.4. acima, não haverá a necessidade de qualquer ajuste nesta ESCRITURA ou qualquer outra formalidade.

#### **CLÁUSULA VII - DA NEGOCIAÇÃO DE DEBÊNTURES PELA EMISSORA**

*Ass. "J"*



7.1. A EMISSORA poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures de qualquer das séries em circulação, por preço não superior ao seu Valor Nominal Unitário acrescido do Rendimento aplicável, calculado *pro rata temporis*, observando o disposto no parágrafo 2º, do artigo 55 da Lei n.º 6.404/76. As Debêntures objeto desse procedimento poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da EMISSORA ou ser colocadas no mercado.

7.1.1. A EMISSORA poderá, a qualquer momento, aprovar o cancelamento das Debêntures que se encontrarem em tesouraria.

## CLÁUSULA VIII - DO VENCIMENTO ANTECIPADO

### 8.1. Vencimento Antecipado

O AGENTE FIDUCIÁRIO deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às Debêntures e exigir, mediante notificação, o imediato pagamento pela EMISSORA do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures acrescido do Rendimento aplicável, calculado *pro rata temporis*, conforme disposto nas Cláusulas 4.4., 5.4. e/ou 6.4 acima, independentemente de qualquer aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial à EMISSORA, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos ("Eventos de Inadimplemento"), os quais a EMISSORA reconhece desde logo, serem causa direta para aumento indevido do risco de inadimplemento das obrigações assumidas pela EMISSORA relativamente às Debêntures:

(a) liquidação, pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da EMISSORA e/ou suas controladas (exceto pela liquidação da controlada Terraco Investments Ltd., com sede nas Ilhas Cayman),

(b) ocorrência de qualquer ato de falência ou procedimento análogo que venha a ser criado por lei (conforme definido em lei) em relação à EMISSORA e/ou suas controladas;

(c) não pagamento, pela EMISSORA, de qualquer parcela do Valor Nominal Unitário, Rendimentos ou quaisquer outros valores devidos aos titulares de Debêntures, nas respectivas Datas de Vencimento;

(d) protestos legítimos e reiterados de títulos contra a EMISSORA ou suas controladas que não sejam sanados no prazo de 72 (setenta e duas) horas, cujo valor, em conjunto, seja superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de

20. 36



reais), à exceção do protesto efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela EMISSORA;

(e) descumprimento pela EMISSORA de toda e qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia, não sanado dentro do prazo de 15 (quinze) dias corridos contados da data da ocorrência do evento, exceto quando houver previsão de período de cura específico para tal descumprimento ou configurar vencimento antecipado automático, conforme Cláusula 8.5. abaixo;

(f) a EMISSORA e/ou suas controladas deixarem de pagar qualquer obrigação pecuniária em valor unitário ou agregado igual ou superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), ou seu contra-valor em outras moedas, se tal inadimplemento não for sanado no prazo de cura aplicável a tal pagamento ou se o prazo para pagamento não for prorrogado de comum acordo entre as partes, prorrogação esta que deve estar devidamente comprovada e documentada pela EMISSORA e que não poderá caracterizar vencimento antecipado das respectivas obrigações.

(g) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida pecuniária da EMISSORA e/ou suas controladas, cujo valor, unitário ou agregado, seja igual ou superior a R\$ 25.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais) ou seu contra-valor em outras moedas;

(h) se a EMISSORA deixar de deter, por qualquer motivo, a concessão conforme previsto no Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, firmado, em 27 de agosto de 1998, entre a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e a EMISSORA para regular a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica das concessões de que é titular a EMISSORA ("Contrato de Concessão") ou na legislação;

(i) as declarações e garantias prestadas pela EMISSORA na Cláusula 12.1. abaixo e/ou no Contrato de Garantia forem descumpridas e/ou provarem-se substancialmente falsas, incorretas, incompletas ou enganosas;

(j) caso a EMISSORA transfira ou por qualquer forma ceda ou prometa ceder a terceiros os direitos e obrigações que respectivamente adquiriu e assumiu nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia, sem a prévia anuência do AGENTE FIDUCIÁRIO, como representante dos debenturistas;



*[Handwritten signature]* " *[Handwritten signature]*

(k) desapropriação, confisco ou qualquer outra medida de qualquer entidade governamental brasileira que resulte na perda da propriedade ou posse direta de parte substancial de seus ativos ou na incapacidade de gestão de seus negócios, pela EMISSORA ou suas controladas, desde que tal desapropriação, confisco ou outra medida afete substancialmente a capacidade de pagamento da EMISSORA de suas obrigações relativas às Debêntures;

(l) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a EMISSORA ou suas controladas, em valor unitário ou agregado superior a R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais), ou seu contra-valor em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data estipulada para pagamento;

(m) transferência do controle acionário/societário, direto ou indireto, da EMISSORA ou suas controladas sem a prévia e expressa autorização de debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, exceto (i) quando realizada dentro do "grupo de controle da Elektro" que fica definido como sendo o conjunto de sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Prisma Energy International Inc., ou (ii) pela transferência do controle acionário/societário da Prisma Energy International Inc.;

(n) a deliberação ou a distribuição de dividendos e pagamentos de juros sobre capital próprio para os acionistas da EMISSORA em montante superior a 110% (cento e dez por cento) do lucro líquido ajustado da EMISSORA (após dedução da reserva legal de 5% (cinco por cento));

(o) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o patrimônio líquido da EMISSORA seja superior a 0,80 (zero vírgula oitenta) por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "Endividamento Financeiro Líquido", para os fins desta ESCRITURA, o endividamento financeiro deduzido do saldo de caixa e das disponibilidades financeiras da EMISSORA (incluindo valores empenhados), excluídos: (i) o financiamento obtido do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ("BNDES") através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 02.2.057.8.1, datado de 07 de fevereiro de 2002, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, referente à reposição das perdas com o racionamento de energia de 2001 ("Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001"); (ii) o financiamento obtido do BNDES através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 03.2.568.8.1, datado de 23 de outubro de 2003, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica – CVA – Conta das Variações da Parcela A ("Financiamento

18



referente à CVA"); (ii) os empréstimos setoriais concedidos e a serem concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS ("Empréstimos da ELETROBRÁS") e (iv) o Instrumento Particular de Associação Parcial de Obrigações de Ajuste de Reservas e Confissão de Dívidas existentes entre a CESP - Companhia Energética de São Paulo e a Fundação CESP, pela Elektro Eletricidade e Serviços S.A. e Outras Avenças, datado 26 de junho de 1998 ("Dívida com a Fundação CESP");

(p) caso a relação entre o Endividamento Financeiro Líquido e o EBITDA da EMISSORA seja superior a 2,5 (dois vírgula cinco) por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "EBITDA", para os fins desta ESCRITURA, o somatório do resultado antes de deduzidos (i) o imposto de renda e contribuição social, (ii) a depreciação e as amortizações, inclusive a amortização do ágio pago na aquisição da EMISSORA, (iii) as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras, (iv) os resultados de participações societárias e (v) o resultado não operacional;

(q) caso a relação entre Endividamento Financeiro de Curto Prazo e o Endividamento Financeiro Total da EMISSORA seja superior a 0,30 por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "Endividamento Financeiro Total", para fins desta ESCRITURA, o endividamento financeiro da EMISSORA excluídos: (i) Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001, (ii) o Financiamento referente à CVA, (iii) Empréstimos da ELETROBRÁS e (iv) Dívida com a Fundação CESP. Considera-se o "Endividamento Financeiro de Curto Prazo", para fins desta ESCRITURA, o saldo do Endividamento Financeiro Total cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 (doze) meses, excluída a parcela do saldo da presente emissão de debêntures cujo vencimento seja inferior ou igual a 12 (doze) meses;

(r) caso a relação entre o EBITDA e as Despesas Financeiras Líquidas seja inferior a (i) 2,5 (dois vírgula cinco) para o exercício de 2005 ou (ii) 3,0 (três vírgula zero) para os demais exercícios por prazo igual ou superior a 12 (doze) meses. Considera-se "Despesas Financeiras Líquidas", para os fins desta ESCRITURA, as despesas financeiras deduzidas das receitas financeiras. As despesas financeiras excluem: aquelas associadas (i) ao Financiamento referente ao Racionamento de Energia de 2001; (ii) ao Financiamento referente à CVA; (iii) aos Empréstimos da ELETROBRÁS; (iv) à Dívida com a Fundação CESP; (v) ao PIS / COFINS sobre receita financeira; (vi) à Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF; (vii) aos Juros sobre Capital Próprio; (viii) à variação cambial sobre as compras de energia de Furnas / Itaipu e (ix) à amortização da variação cambial diferida;



102 10

(s) mudança do objeto social da EMISSORA ou realização de qualquer negócio fora do objeto social da EMISSORA, exceto quando determinadas pela ANFEI ou pela legislação aplicável;

(t) a redução do capital social da EMISSORA;

(u) o Contrato de Garantia (a) for objeto de questionamento judicial, anulação ou rescisão, de maneira que afete o cumprimento de quaisquer obrigações previstas nesta ESCRITURA e/ou no Contrato de Garantia, desde que as garantias não sejam satisfatoriamente substituídas, a critério dos debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, pela EMISSORA no prazo de até 30 (trinta) dias contados do recebimento de notificação escrita neste sentido; (b) não for devidamente constituído, (c) for anulado; ou (d) de qualquer forma, deixar de existir ou for rescindido;

(v) caso a EMISSORA celebre qualquer tipo de acordo ou contrato pelo qual qualquer espécie de receitas ou lucros da EMISSORA seja dividida com ou atribuída a qualquer pessoa, exceto em decorrência de determinação da ANFEI, ou programas de participação nos lucros e resultados instituídos em benefício de empregados e/ou administradores da EMISSORA nos termos da lei;

(x) caso a EMISSORA venda, ceda, alugue ou de qualquer forma aliene a totalidade ou parte relevante de seus ativos operacionais, seja em uma única transação ou em uma série de transações, relacionadas ou não, em valor superior a 2% (dois por cento) do seu capital social; e

(z) a ocorrência simultânea de 2 (dois) ou mais dos eventos previstos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) desta Cláusula 8.1., independentemente do período durante o qual se verifique a ocorrência de tais eventos.

8.2. Os limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) da Cláusula 8.1. acima serão calculados com base nas Demonstrações Financeiras protocolizadas junto à CVM ("Demonstrações Financeiras"), referentes aos trimestres encerrados em março, junho, setembro e dezembro de cada exercício social ("Trimestres de Apuração"), ou seja (i) ITR – Informações Trimestrais ("ITR") e (ii) DFP – Demonstrações Financeiras Padronizadas ("DFP").

8.3. Os cálculos dos limites e índices financeiros previstos nas alíneas (o) e (q) da Cláusula 8.1. acima serão baseados nos saldos contemplados nas Demonstrações Financeiras dos Trimestres de Apuração. Para o cálculo dos índices financeiros previstos na alínea (p) da Cláusula 8.1. acima, será considerado para o cálculo do Endividamento Financeiro Líquido o saldo contemplado nas Demonstrações

11. 30



Financeiras dos Trimestres de Apuração e, para o EBITDA o valor incorrido nos últimos 4 (quatro) trimestres.

8.4. Durante o primeiro ano após o início da distribuição das Debêntures, o EBITDA e as Despesas Financeiras Líquidas, considerados na alínea (r) da Cláusula 8.1. acima deverão refletir aqueles valores incorridos para o período decorrido entre a data da distribuição das Debêntures e o encerramento dos respectivos Trimestres de Apuração. Nos anos subseqüentes, esses cálculos serão baseados nos últimos 4 (quatro) trimestres.



8.5. A ocorrência de quaisquer dos Eventos de Inadimplemento indicados nas alíneas (a), (b), (c), (g), (h) e (z) da Cláusula 8.1. acima, acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures.

8.6. Na ocorrência de qualquer dos demais Eventos de Inadimplemento, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá convocar a Assembléia Geral de debenturistas no prazo de 5 (cinco) dias a contar da data em que tomar conhecimento do Evento de Inadimplemento. Realizada a Assembléia Geral dos debenturistas, o vencimento antecipado somente não será declarado caso assim seja deliberado na referida assembléia, por deliberação de debenturistas representantes de 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação.

8.7. Não sendo convocada a Assembléia Geral prevista na Cláusula 8.6. acima no prazo ali previsto, ou não havendo deliberação nas datas originalmente estabelecidas para realização da Assembléia Geral de debenturistas prevista na Cláusula 8.6. acima, seja na primeira ou na segunda convocação, conforme o caso, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela EMISSORA do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do respectivo Rendimento e encargos até a data de seu efetivo pagamento.

8.7.1. A eventual suspensão dos trabalhos da Assembléia Geral de debenturistas, para reabertura em data diversa daquela originalmente estabelecida para a sua realização, desde que a data para reabertura da referida Assembléia Geral seja deliberada pelos debenturistas na Assembléia Geral de debenturistas cujos trabalhos tiverem sido objeto de suspensão, não será considerada como causa de declaração de vencimento antecipado das obrigações da EMISSORA nos termos da Cláusula 8.7. acima.

8.8. Em conformidade com o artigo 231 da Lei nº 6.404/76, a incorporação, a fusão ou a cisão da EMISSORA (exceto pela cisão que resultará na exclusão das duas geradoras de energia detidas pela EMISSORA, na data de assinatura desta ESCRITURA, do seu conjunto de ativos, em decorrência da determinação da

 41 





ANEEL - Ofício 1078/2004 e após a aprovação da ANEEL) dependerá da prévia aprovação de 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, por debenturistas reunidos em assembléia especialmente convocada com esse fim, dispensada tal aprovação se a EMISSORA assegurar aos debenturistas que assim o desejarem a aquisição pela EMISSORA das Debêntures de que forem titulares, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses a contar da data de publicação das assembléias relativas à operação.

8.8.1 Tendo em vista a execução referida no item 8.8 acima, os debenturistas que adquirirem Debêntures no âmbito da EMISSÃO renunciarão expressamente a qualquer direito a eles atribuído nos termos da Lei nº 6.404/76 referente à aprovação da operação de risco que resultará na exclusão das duas geradoras de energia detidas pela EMISSORA do seu conjunto de ativos, em decorrência de determinação da ANEEL - Ofício 1078/2004, conforme acima referido.



## **CLÁUSULA IX - DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA**

9.1. A EMISSORA está adicionalmente obrigada a:

(a) encaminhar ao AGENTE FIDUCIÁRIO: (i) dentro de no máximo 90 (noventa) dias corridos após o término de cada exercício social, ou na data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro, cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício, acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, bem como Declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento desta ESCRITURA e do Contrato de Garantia, acompanhadas de relatório da auditoria demonstrando a apuração do índices e limites financeiros dispostos nas alíneas (o), (p), (q) e (r) da Cláusula 8.1. acima; (ii) dentro de no máximo 5 (cinco) dias úteis contados da entrega, pela EMISSORA à CVM, de cópia de seus arquivos de ITR e DFP, ou na data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro; (iii) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pelas normas da CVM, nos prazos previstos; (iv) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos na Cláusula 3.15. acima; (v) imediatamente qualquer informação relevante para a presente EMISSÃO; e (vi) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial ou extrajudicial recebida pela EMISSORA relacionada a um Evento de Inadimplemento, imediatamente após o seu recebimento;

(b) convocar Assembléia Geral de debenturistas, para deliberar sobre qualquer das matérias que se relacionem com a presente EMISSÃO, caso o AGENTE FIDUCIÁRIO não o faça;

(c) cumprir as determinações emanadas da CVM, entregando os documentos solicitados e prestando, ainda, as informações que lhes forem solicitadas;

 12 



(d) submeter, na forma da lei, suas demonstrações financeiras a exame de empresa de auditoria independente devidamente registrada na CVM;

(e) manter sempre atualizado o seu registro de companhia aberta junto à CVM, nos termos das Instruções CVM aplicáveis;

(f) manter atendimento adequado aos debenturistas, através do seu Diretor de Relações com Investidores, para assegurar-lhes tratamento eficiente e para prestar esclarecimentos ou informações aos debenturistas e ao AGENTE FIDUCIÁRIO a respeito de suas demonstrações financeiras, sua contabilidade, seus ativos e suas operações;

(g) não realizar operações fora de seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;

(h) notificar imediatamente o AGENTE FIDUCIÁRIO sobre qualquer ato ou fato que possa causar interrupção ou suspensão das atividades da EMISSORA, sobre qualquer mudança na natureza ou escopo dos negócios e operações da EMISSORA, ou sobre qualquer evento ou fato que afete ou que possa afetar adversamente, de forma significativa, a condição financeira da EMISSORA ou sua capacidade de cumprir suas obrigações nos termos do (A) Contrato de Concessão, e/ou (B) desta ESCRITURA;

(i) manter contratada agência classificadora de risco para atualização do relatório apresentado por ocasião da colocação das Debêntures, até o vencimento das Debêntures, devendo (i) manter atualizada a classificação de risco, (ii) divulgar ou permitir que a agência divulgue relatório com a súmula da classificação de risco; (iii) entregar ao AGENTE FIDUCIÁRIO os relatórios de classificação de risco no prazo de até 5 (cinco) dias úteis contados da data de seu recebimento, e (iv) comunicar imediatamente ao AGENTE FIDUCIÁRIO qualquer alteração da classificação de risco das Debêntures e o início de qualquer processo de revisão de tal classificação a que a EMISSORA tiver acesso;

(j) encaminhar imediatamente à CVM e ao AGENTE FIDUCIÁRIO e divulgar na página da rede mundial de computadores pertinente, o relatório referido na alínea anterior;

(k) fornecer ao AGENTE FIDUCIÁRIO cópia de qualquer comunicação enviada pela ANEEL à EMISSORA relativa a uma possível causa de término ou resolução do Contrato de Concessão.



*[Handwritten signature]*

(l) notificar imediatamente o AGENTE FIDUCIÁRIO sobre a ocorrência de quaisquer (A) descumprimentos de obrigações previstas nesta ESCRITURA, (B) Eventos de Inadimplemento (conforme definidos na Cláusula 8.1. acima).

(m) manter atualizadas todas as concessões, autorizações e licenças (inclusive licenças ambientais) necessárias à exploração de seus negócios, especialmente com relação às licenças e autorizações requeridas nos termos do Contrato de Concessão,

(n) cumprir com todas as obrigações assumidas no Contrato de Garantia, praticando todos os atos para que a garantia permaneça válida e eficaz até o cumprimento de todas as obrigações assumidas nesta ESCRITURA;

(o) manter seus ativos adequadamente segurados;

(p) utilizar os recursos oriundos da EMISSÃO (i) primordialmente, no Pagamento Antecipado da Dívida com a ETB, ou na liquidação do Empréstimo Ponte, que será utilizado para financiar o Pagamento Antecipado da Dívida com a ETB, caso a EMISSORA venha a torná-lo, e (ii) reforço de capital de giro da EMISSORA; e

(q) autorizar os auditores independentes da EMISSORA a entrar em contato direto com o AGENTE FIDUCIÁRIO (o qual deve ter informado previamente à EMISSORA sobre esse contato, estando também permitida a participação da EMISSORA durante esse contato) para dirimir questões acerca da contabilidade e operações da EMISSORA, e fornecer cópia de tal autorização ao AGENTE FIDUCIÁRIO.

## CLÁUSULA X - DO AGENTE FIDUCIÁRIO

### 10.1. Nomeação

A EMISSORA constitui e nomeia como agente fiduciário dos titulares de Debêntures da EMISSÃO objeto desta ESCRITURA, Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., acima qualificado, o qual, neste ato e pela melhor forma de direito, aceita a nomeação para, nos termos da lei e da ESCRITURA, representar perante a EMISSORA a comunhão dos titulares das Debêntures.

10.1.1. O exercício permanente da função de AGENTE FIDUCIÁRIO é privativo das pessoas indicadas no artigo 7º da Instrução CVM nº 28/83.



## 10.2. Declarações

O AGENTE FIDUCIÁRIO declara:

(a) não ter qualquer impedimento legal, sob as penas da lei, conforme artigo 66, § 8º, da Lei nº 6.404/76, e demais normas aplicáveis, inclusive regulamentares, para exercer a função que lhe é conferida;

(b) aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta ESCRITURA;

(c) aceitar integralmente a ESCRITURA, todas as suas cláusulas e condições;

(d) estar ciente da regulamentação aplicável, emanada do Banco Central do Brasil;

(e) estar devidamente autorizado a celebrar esta ESCRITURA e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(f) que a celebração desta ESCRITURA e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo AGENTE FIDUCIÁRIO;

(g) que esta ESCRITURA contém obrigações válidas e vinculantes do AGENTE FIDUCIÁRIO, exigíveis de acordo com os seus termos e condições;

(h) não ter qualquer ligação com a EMISSORA que o impeça de exercer, plenamente, suas funções;

(i) ter verificado a regularidade da constituição, suficiência e exequibilidade das garantias prestadas pela EMISSORA; e

(j) ter verificado os limites de emissão previstos no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.

10.2.1. A EMISSORA, por sua vez, 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.

## 10.3. Substituição

10.3.1. Nas hipóteses de ausência, impedimentos temporários, renúncia, intervenção, liquidação judicial ou extrajudicial, falência, ou qualquer outro caso de

46



vacância, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados do evento que a determinar, Assembleia Geral de debenturistas para a escolha do novo agente fiduciário, a qual poderá ser convocada pelo próprio AGENTE FIDUCIÁRIO a ser substituído, pela EMISSORA, por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

10.3.2. Se a convocação da Assembleia Geral de debenturistas a que se refere a Cláusula 10.3.1. acima não ocorrer em até 15 (quinze) dias corridos antes do término do prazo acima citado, caberá à EMISSORA efetua-la, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório enquanto não se consumar o processo de escolha do novo agente fiduciário.

10.3.3. A remuneração do novo agente fiduciário será definida na própria Assembleia Geral de debenturistas que o escolher, observado o disposto na Cláusula 10.3.7. abaixo.

10.3.4. Na hipótese de não poder o AGENTE FIDUCIÁRIO continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta ESCRITURA, deverá comunicar o fato aos debenturistas, pedindo sua substituição.

10.3.5. É facultado aos debenturistas, após o encerramento da distribuição das Debêntures no mercado, proceder à substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO e à indicação de seu substituto, em Assembleia especialmente convocada para esse fim.

10.3.6. A substituição, em caráter permanente, do AGENTE FIDUCIÁRIO fica sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 8º da Instrução CVM nº 28/63, e eventuais normas posteriores.

10.3.7. O AGENTE FIDUCIÁRIO substituto fará jus à mesma remuneração percebida pelo anterior, caso a Assembleia dos debenturistas não delibere sobre a matéria, observado que o eventual substituto não poderá, em hipótese alguma, receber remuneração superior ao seu antecessor.

10.3.8. A substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO deverá ser operada por meio de Aditamento à presente ESCRITURA.

10.3.9. O AGENTE FIDUCIÁRIO entrará no exercício de suas funções a partir da data da lavratura da ESCRITURA ou de eventual aditamento em que for nomeado como substituto para exercer a função, devendo permanecer no exercício de suas funções até a efetiva substituição ou até a data de vencimento das Debêntures.



46

10.3.10. Aplicam-se às hipóteses de substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO as normas e preceitos emanados da CVM.

#### 10.4. Deveres

Além de outros previstos em lei, ou em ato normativo da CVM, e na presente 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 circunstância que lhe impeça o exercício da função;
- (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;
- (f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os debenturistas acerca de eventuais omissões ou inconsistências constantes de tais informações;
- (g) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das propostas de modificações nas condições das Debêntures;
- (h) solicitar, quando julgar necessário para o fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas perante órgãos e entidades públicas e ofícios de registros públicos;
- (i) solicitar, quando considerar necessário, e desde que permitido pela legislação aplicável, auditoria extraordinária na EMISSORA;
- (j) convocar, quando necessário, a Assembleia Geral de debenturistas;



40 JA

(k) enviar à CVM, ao Bovespa Fix e ao SND, tão logo disponível, cópia do edital de convocação e da proposta a ser submetida à Assembleia Geral de debenturistas;

(l) comparecer à Assembleia Geral de debenturistas a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;


(m) enviar à CVM, ao Bovespa Fix e ao SND, em até 2 (dois) dias após a realização da Assembleia Geral de debenturistas, sumário das deliberações tomadas e, no prazo de 10 (dez) dias, cópia da ata da Assembleia;

(n) elaborar 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: (i) eventual omissão ou inconsistência de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela EMISSORA, ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na prestação obrigatória de informações pela EMISSORA; (ii) alterações estatutárias ocorridas no período; (iii) comentários sobre as demonstrações financeiras da EMISSORA enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da EMISSORA; (iv) posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado; (v) aquisição facultativa e pagamento de rendimento das Debêntures realizados no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela EMISSORA; (vi) acompanhamento da destinação dos recursos captados por meio da EMISSÃO de Debêntures, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da EMISSORA; (vii) cumprimento de outras obrigações assumidas pela EMISSORA nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia; (viii) declaração acerca da suficiência e exequibilidade das garantias das Debêntures; e (ix) declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de AGENTE FIDUCIÁRIO;

(o) disponibilizar exemplar do relatório de que trata a alínea anterior aos debenturistas no prazo máximo de 4 (quatro) meses, a contar do encerramento do exercício social da EMISSORA, ao menos nos seguintes locais: (i) na sede da EMISSORA; (ii) no local indicado pelo AGENTE FIDUCIÁRIO; (iii) na CVM; (iv) no Bovespa Fix e no SND; (v) na instituição líder da colocação das Debêntures, na hipótese do prazo para a apresentação do relatório vencer antes do encerramento do prazo máximo da distribuição primária das Debêntures;

(p) publicar, nos órgãos da imprensa em que a EMISSORA deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos debenturistas que o relatório se encontra a sua disposição nos locais indicados na alínea "o" acima;

(q) manter atualizada a relação dos debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, gestões junto à EMISSORA, à Instituição Depositária, à CETIP e CBLC;





(r) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta ESCRITURA, especialmente daquelas impositivas de obrigações de fazer e de não fazer;

(s) notificar os debenturistas, por edital e individualmente, no prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos, de qualquer inadimplemento, pela EMISSORA, de obrigações assumidas na presente ESCRITURA, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores esclarecimentos. Comunicação de igual teor deve ser enviada: (i) à CVM, (b) ao Bovespa Fix e (iii) ao SND.

(t) verificar a regularidade da constituição das garantias das Debêntures, bem como, o valor dos bens dados em garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exeqüibilidade; e

(u) intimar a EMISSORA a reforçar a garantia dada, na hipótese de sua deterioração ou depreciação.

#### **10.5. Atribuições Específicas**

O AGENTE FIDUCIÁRIO utilizará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a EMISSORA para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos debenturistas e da realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da EMISSORA:

(a) declarar, observadas as condições da ESCRITURA, antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios;

(b) tomar toda e qualquer providência necessária para a realização dos créditos dos debenturistas,

(c) requerer a falência da EMISSORA; e

(d) representar os titulares de Debêntures em processo de falência, intervenção ou liquidação extrajudicial da EMISSORA

**10.5.1. O AGENTE FIDUCIÁRIO** somente se eximirá da responsabilidade pela não adoção das medidas contempladas nas alíneas "b" e "c" da Cláusula anterior se, convocada a Assembléia Geral de debenturistas, esta assim o autorizar por deliberação de debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, bastando, porém, a deliberação da maioria das Debêntures em circulação quando tal hipótese se referir ao disposto na alínea "d" da mesma Cláusula.



*[Handwritten signature]* 49 *[Handwritten signature]*



#### 10.6. Remuneração

Será devida 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 lei e desta ESCRITURA, uma remuneração a ser paga da seguinte forma:

(a) parcelas trimestrais de R\$ 7.500,00 (sete mil e quinhentos reais), devida a primeira quando da assinatura desta ESCRITURA e as demais no mesmo dia dos trimestres subsequentes, sendo que essa primeira parcela trimestral será no valor de R\$ 4.500,00 (quatro mil e quinhentos reais), devido ao desconto da parcela única do item "b" abaixo;

(b) Parcela única de R\$ 3.000,00 (três mil reais), a título de implantação da operação, devida em 24 de junho de 2005;

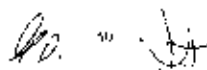
(c) Para assessoria aos debenturistas exclusivamente em processo de renegociação das condições das Debêntures requerido pela EMISSORA, em reunião formal ou em Assembleia Geral de debenturistas daí decorrentes, será devida uma remuneração adicional equivalente a R\$ 350,00 (duzentos e cinquenta reais) por hora-homem de trabalho dedicado à tais atividades, bem como para implementação das decisões tomadas nas referidas reuniões ou Assembleias, paga 5 (cinco) dias após comprovação e entrega pelo AGENTE FIDUCIÁRIO de "relatório de horas" à EMISSORA;

(d) A remuneração será devida mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o AGENTE FIDUCIÁRIO ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências não sanadas pela EMISSORA;

(e) 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;

(f) as remunerações em atraso do AGENTE FIDUCIÁRIO serão devidas mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o AGENTE FIDUCIÁRIO ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências não sanadas pela EMISSORA;

(g) as parcelas referidas acima serão atualizadas pelo IPC-FIPE, ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo, a partir de 01.06.2005 até as datas de pagamento de cada parcela, calculadas *pro rata* dia se necessário,





(h) as remunerações não incluem as despesas comprovadas com publicações, transporte, alimentação, 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, ou reembolso, após prévia aprovação. Não estão incluídas igualmente despesas e comprovadas com especialistas, caso sejam necessários, tais como auditoria e/ou fiscalização, entre outros, ou assessoria legal à EMISSORA;

(i) em caso de inadimplência da EMISSORA, todas as despesas comprovadas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o AGENTE FIDUCIÁRIO venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas, deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos debenturistas, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela EMISSORA. Tais despesas a serem adiantadas pelos debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciais nas ações propostas pelo AGENTE FIDUCIÁRIO ou decorrentes de ações contra ele propostas no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunidade dos debenturistas. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do AGENTE FIDUCIÁRIO na hipótese de a EMISSORA permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 30 (trinta) dias corridos, podendo o AGENTE FIDUCIÁRIO solicitar garantia prévia dos debenturistas para cobertura do risco da sucumbência;

(j) em caso de mora no pagamento de qualquer quantia devida em decorrência desta remuneração, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa de 2 % (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo da atualização monetária, e

(k) as remunerações serão acrescidas dos seguintes tributos: Impostos sobre serviços de qualquer natureza (ISS ou outros), Contribuição ao Programa de integração social (PIS), Cofins, e quaisquer outros tributos que venham a incidir sobre a remuneração do AGENTE FIDUCIÁRIO, nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento.

51



## CLÁUSULA XI - DA ASSEMBLÉIA DE DEBENTURISTAS

### 11.1. Convocação

A Assembleia Geral de debenturistas pode ser convocada pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, pela EMISSORA ou por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação da série a que se referir a deliberação, ou pela CVM.

11.1.1. A convocação se dará mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a EMISSORA deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas modo de convocação de assembleias gerais constantes da Lei nº 6.404/76, especialmente o parágrafo quarto do artigo 124, da regulamentação aplicável e desta ESCRITURA.

### 11.2. Quorum de Instalação

A Assembleia se instalará, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação da série a que se referir a deliberação e, em segunda convocação, com qualquer *quorum*.

11.2.1. Para os fins de verificação das Debêntures em circulação, conforme acima referida, será utilizado o conceito descrito na Cláusula 11.1.7. abaixo.

### 11.3. Mesa Diretora

A presidência da Assembleia caberá ao debenturista eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

### 11.4. Quorum de Deliberação

11.4.1. Nas deliberações da Assembleia, a cada Debênture em circulação da série a que se referir a deliberação caberá um voto, adinidida a constituição de mandatário, debenturista ou não.

11.4.2. A renúncia à declaração de vencimento antecipado das Debêntures, nos termos da Cláusula 8.6. desta ESCRITURA dependerá de aprovação conjunta de debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) de Debêntures de todas as séries em circulação.



02 = 1/1

**11.4.3.** As alterações do prazo de vigência das Debêntures, das datas de amortização de principal e das disposições do Contrato de Garantia dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% (cem por cento) das Debêntures de todas as séries em circulação. Alterações dos Rendimentos dependerão de aprovação de debenturistas que representem 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação da série a que se referir o Rendimento.

**11.4.4.** Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas nesta ESCRITURA, dependerá de aprovação de debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação de todas as séries, exceto se houver outro quorum específico previsto para a matéria.

**11.4.5.** Toda e qualquer alteração dos quóruns previstos nesta ESCRITURA e no Contrato de Garantia dependerá da aprovação dos debenturistas com um quorum no mínimo igual ao que está sendo alterado.

**11.4.6.** A deliberação de matérias que impliquem em redução ou extinção de direitos e/ou garantias de apenas uma das séries de Debêntures dependerá da aprovação dos debenturistas da referida série, conforme quorum previsto para a matéria.

**11.4.7.** Para efeito da constituição do quorum de instalação e deliberação de qualquer assembleia geral dos debenturistas previstas nesta ESCRITURA, não serão consideradas Debêntures em circulação aquelas (i) que forem detidas por controladores, diretos ou indiretos, executivos, ou administradores da EMISSORA, (ii) que forem detidas por sociedades coligadas ou controladas pela EMISSORA e/ou seus controladores, ou (iii) mantidas em tesouraria da EMISSORA.



## **CLÁUSULA XII - DECLARAÇÕES E GARANTIAS**

### **12.1. Declarações e Garantias da EMISSORA**

A EMISSORA declara e garante ao AGENTE FIDUCIÁRIO, na data da assinatura da ESCRITURA, que:

(a) está devidamente autorizada a celebrar esta ESCRITURA e a cumprir com todas as obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(b) a celebração desta ESCRITURA e do Contrato de Garantia, bem como a colocação das Debêntures, não infringem qualquer disposição legal, contrato ou instrumento do qual a EMISSORA seja parte, nem irá resultar em (i) vencimento

 50 



antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer desses contratos ou instrumentos; (ii) criação de qualquer ônus ou gravame sobre qualquer ativo ou bem da EMISSORA, exceto por aqueles já existentes na presente data ou previstos nesta ESCRITURA ou no Contrato de Garantia; ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos;

(c) a celebração desta ESCRITURA e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pela EMISSORA;

(d) esta ESCRITURA e as obrigações aqui previstas constituem obrigações da EMISSORA, exigíveis de acordo com os seus termos e condições;

(e) os prospectos preliminar e definitivo ("Prospectos") da EMISSÃO contém e conterão, no mínimo, e observadas as disposições legais e regulamentares pertinentes, todas as informações relevantes em relação à EMISSORA, nas respectivas datas e na data de publicação do anúncio do início de distribuição, 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;

(f) as declarações contidas nos Prospectos da EMISSÃO em relação à EMISSORA são verdadeiras e não são enganosas, incorretas ou inverídicas;

(g) as opiniões, análises e expectativas expressas nos Prospectos da EMISSÃO em relação à EMISSORA foram dadas de boa fé, sendo expressas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis;

(h) não há fatos relativos à EMISSORA que, nas respectivas datas de cada Prospecto da EMISSÃO, ou relativos às Debêntures não divulgados nos Prospectos da EMISSÃO, cuja omissão, no contexto dessa EMISSÃO, faça com que alguma declaração relevante do Prospecto da EMISSÃO seja enganosa, incorreta ou inverídica;

(i) todos os esforços foram feitos pela EMISSORA para assegurar que as declarações, informações e fatos descritos nos Prospectos da EMISSÃO em relação à EMISSORA sejam verdadeiros;



*[Handwritten signature]* 14 *[Handwritten signature]*

(j) as demonstrações financeiras da EMISSORA, relativas ao último exercício social encerrado e ao imediatamente anterior, representam corretamente a posição patrimonial e financeira da EMISSORA e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, de forma consistente com práticas passadas;

(k) as informações da EMISSORA relativas ao último trimestre encerrado ou ao imediatamente anterior, representam corretamente a posição patrimonial e financeira da EMISSORA e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

(l) a EMISSORA está cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios; e

(m) exceto pelas contingências informadas nos Prospectos da EMISSÃO, não há 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.

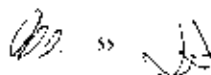
#### **CLÁUSULA XIII – DAS DESPESAS**

Correrão por conta da EMISSORA todos os custos incorridos com a estruturação, emissão, registro, distribuição e execução das Debêntures, incluindo publicações, registros, contratação do AGENTE FIDUCIÁRIO, da instituição depositária e de prestadores de serviços e quaisquer outros custos relacionados às Debêntures.

#### **CLÁUSULA XIV - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS**

**14.1.** 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 em razão de qualquer inadimplemento da EMISSORA prejudicará o exercício de tal direito ou faculdade, ou será interpretado como constituindo uma renúncia ao mesmo ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer outras obrigações assumidas pela EMISSORA nesta ESCRITURA ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

**14.2** Os valores indicados na Cláusula VIII desta ESCRITURA serão atualizados pelo IGP-M, ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo, a partir da data de celebração desta ESCRITURA, calculados *pro rata die* se necessário.





14.8. Fica eleito o Foro da Comarca da Capital do Estado de São Paulo para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas desta ESCRITURA e para a execução das obrigações de pagamento previstas nesta ESCRITURA, com renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja."

#### Cláusula VI - DO FORO

6.1. Fica eleito o foro da Comarca de São Paulo, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja, para dirimir as questões porventura oriundas deste Aditamento.

Estando assim, as partes, certas e ajustadas, firmam o presente instrumento, em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, juntamente com 2 (duas) testemunhas, que também o assinam.

São Paulo, 10 de outubro de 2005

**ELEKTROELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

Nome: Carlos M. Ferreira  
Cargo: Diretor Executivo

Nome: Rinaldo Pechino Jr.  
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

**OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.**

Nome: Helen de Oliveira Thomas  
Cargo: PROCURADORA

Nome: \_\_\_\_\_  
Cargo: \_\_\_\_\_

Testemunhas:

Nome: Thyphael Porto Dias  
R.G.: 24.671.163-3

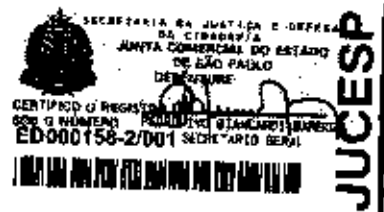
CPF: 121.830.638-1

Nome: CLAUDIA CRISTINA DE S.S.  
R.G.: 11.034.113-1

CPF: 105.633.635-41

40. TABELIONATO DE NOTAS DE CAMPINAS  
RECONHEÇO por semelhança a firma de  
CARLOS MARCELO FERREIRA, RINALDO PECHINO  
JUNIOR,  
Campinas 11 de outubro de 2005  
PREÇO/FIRMA: R\$4,05 válido somente ao  
selo de autenticidade. SELOS PAGOS: VERDA  
EM TEST. VERDADE

escritorante autorizado  
111 CAMPINAS SEM DATA NAO F. VALIDA 111



---

Contrato de Cessão Fiduciária



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

## CONTRATO DE CESSÃO FIDUCIÁRIA EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS

O presente instrumento particular é celebrado pelas seguintes partes ("Partes"):

1. Elektro Eletricidade e Serviços S.A., sociedade por ações com sede na Rua Ary Antenor de Souza, n.º 321, Jardim Nova América, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.328.280/0001-97, neste ato representada de acordo com seu Estatuto Social ("Elektro");
2. Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., com sede na Avenida das Américas, n.º 500, Bloco 13, Grupo 205, Condomínio Downtown, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("Agente Fiduciário"); e
3. Banco Itaú S.A., instituição financeira com sede na Praça Alfredo Egydio de Souza Aranha, n.º 100, Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 60.701.190/0001-04, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("Banco Itaú" ou "Banco Mandatário").

### CONSIDERANDO QUE:

1. em 27 de agosto de 1998 foi celebrado o Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica n.º 187/98 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ("Poder Concedente"), e a Elektro, e seus posteriores aditamentos ("Contrato de Concessão"), tendo por objeto a exploração dos serviços públicos de distribuição e de geração de energia elétrica objeto das concessões de que a Elektro é titular, discriminadas nos anexos I, II e III do Contrato de Concessão;
2. a Elektro realizará uma emissão de debêntures ("Debêntures") sob a coordenação do Banco Itaú BBA S.A. e do Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A., de acordo com os termos e condições definidos na Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. celebrada entre a Elektro e o Agente Fiduciário ("Escritura de Debêntures"), cuja cópia faz parte integrante deste instrumento como Anexo I;
3. como forma de oferecer garantias ao cumprimento das obrigações assumidas pela Elektro na Escritura de Debêntures, a Elektro concordou em ceder fiduciariamente em garantia, em favor do Agente Fiduciário, na qualidade de representante legal dos titulares de Debêntures, (i) seus direitos de crédito junto a certas instituições financeiras, listadas no Anexo II ao presente instrumento ("Agentes de Arrecadação"), as quais fazem parte da rede de arrecadação de receita da Elektro relativa à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica ("Arrecadação"), e (ii) eventual indenização a ser paga pelo Poder Concedente na hipótese da extinção do Contrato de Concessão ("Indenização"), conforme descrito neste instrumento; e



4. em 27 de junho de 2005, o Poder Concedente autorizou a constituição da cessão fiduciária em garantia, da indenização (conforme definido no item 3 acima) e de parcela da Arrecadação (conforme definido no item 3 acima), para assegurar o cumprimento das obrigações decorrentes da Escritura de Debêntures, conforme previsto abaixo.

**ASSIM SENDO**, as Partes têm entre si justo e contratado o presente Contrato de Cessão Fiduciária em Garantia e Outras Avenças ("Contrato"), que será regido pelas disposições estabelecidas a seguir.

## 1 - DEFINIÇÕES

1.1. – Os termos utilizados neste Contrato e não expressamente definidos terão os mesmos significados que lhes são atribuídos na Escritura de Debêntures.

1.2. – Os termos previstos nesta Cláusula 1.2 terão as seguintes definições:

"Agentes de Arrecadação"	as instituições financeiras listadas no Anexo II deste Contrato, mantenedoras das Contas de Arrecadação;
"Agente Fiduciário"	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.;
"Aplicações Financeiras"	tem o significado atribuído na Cláusula 4.6 deste Contrato;
"Arrecadação"	tem o significado atribuído no item 3 do preâmbulo deste Contrato;
"Banco Mandatário"	o Banco Itaú S.A.;
"Bancos Depositários"	o Banco Mandatário e os Agentes de Arrecadação, considerados conjuntamente;
"CBLC"	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia;
"CETIP"	Câmara de Custódia e Liquidação;
"Comunicação de Inadimplemento"	o comunicado do Agente Fiduciário ao Banco Mandatário sobre a ocorrência de um Evento de Inadimplemento, conforme Cláusula 4.3 deste Contrato;
"Concessão"	concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição e geração de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão;
"Contas de Arrecadação"	as contas correntes detidas pela Elektro junto aos Agentes de Arrecadação, listadas no Anexo II deste Contrato, onde são depositadas parte das receitas da Elektro relativa à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica;
"Conta"	a conta corrente que recebe os recursos transferidos das Contas de



Handwritten signatures and initials.

"Centralizadora"	Arrecadação, conforme Cláusula 3.2 (a) do Contrato;
"Conta Vinculada"	a conta corrente onde é retido o Valor Mensal Mínimo da Garantia, conforme Cláusula 4.2 deste Contrato;
"Contas Correntes"	a Conta Centralizadora e a Conta Vinculada, consideradas conjuntamente;
"Contrato"	este Contrato de Cessão Fiduciária em Garantia e Outras Avenças
"Contrato de Concessão"	o Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica n.º 187/98 celebrado entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Elektro e seus posteriores aditamentos;
"Conta de Livre Movimentação da Elektro"	conta(s) corrente(s) de livre movimentação de titularidade da Elektro, mantida(s) no Banco Mandatário e/ou em outras instituições financeiras, conforme venham a ser indicadas pela Elektro, nos termos da Cláusula 4.2.4 deste Contrato;
"Data de Emissão"	a data de emissão das Debêntures, que é 01.09.2005;
"Debêntures"	as Debêntures integrantes da Primeira Série de Debêntures, da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures, consideradas conjuntamente;
"Direitos Cedidos Fiduciariamente"	os Direitos em Conta Corrente Cedidos e os Direitos de Indenização, considerados conjuntamente;
"Direitos de Indenização"	tem o significado atribuído na Cláusula 3.1 (b) deste Contrato;
"Direitos em Conta Corrente Cedidos"	tem o significado atribuído na Cláusula 3.1 (a) deste Contrato;
"Dividas Garantidas"	tem o significado atribuído na Cláusula 2.2 deste Contrato;
"Elektro"	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.;
"Escritura de Debêntures"	a Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. celebrada entre a Elektro e o Agente Fiduciário, cuja cópia faz parte integrante deste Contrato, como Anexo I;
"Eventos de Inadimplemento"	os eventos listados na Cláusula 7.1 deste Contrato;
"Indenização"	tem o significado atribuído no item 3 do preâmbulo deste Contrato;
"Índices"	o IGP-M, que foi escolhido para remunerar a Primeira Série de



12

13

“Contratuais”	Debêntures, e a Taxa DI, que foi escolhida para remunerar a Segunda e a Terceira Série de Debêntures, nos termos da Escritura de Debêntures;
“Índices de Referência”	Os índices de referência de IGP-M e da Taxa DI, calculados de acordo com o Anexo IV deste Contrato;
“Montante Devido”	tem o significado atribuído na Cláusula 4.2.3 deste Contrato;
“Partes”	Elektro, Agente Fiduciário e Banco Mandatário, considerados conjuntamente;
“Período de Retenção”	o período de 6 (seis) meses consecutivos imediatamente anterior à cada data de pagamento do Rendimento das Debêntures, conforme cronograma previsto na Escritura de Debêntures;
“Poder Concedente”	a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;
“Primeira Série de Debêntures”	tem o significado atribuído na Cláusula 2.2 deste Contrato;
“Procedimentos de Cálculo do Valor Mensal Mínimo da Garantia”	o procedimento descrito no Anexo III do Contrato, para os fins do disposto na Cláusula 4.2.5 deste Contrato;
“Segunda Série de Debêntures”	tem o significado atribuído na Cláusula 2.2 deste Contrato;
“Terceira Série de Debêntures”	tem o significado atribuído na Cláusula 2.2 do Contrato;
“Valor Mensal Mínimo da Garantia”	o montante mensal equivalente a 1/6 (um sexto) do valor do próximo Rendimento vincendo devido às Debêntures e que deverá permanecer retido na Conta Vinculada, conforme Cláusula IV deste Contrato; e
“Valor Mínimo”	o montante de R\$ 60.000.000,00 (sessenta milhões de reais) que deverá transitar mensalmente pela Conta Centralizadora, conforme Cláusula 3.3 deste Contrato.

## II - OBJETO DO CONTRATO

2.1. Em conformidade com as disposições abaixo estabelecidas, o objeto deste Contrato é a cessão fiduciária dos direitos creditórios identificados na Cláusula 3.1 abaixo, em garantia do cumprimento pela Elektro de todas as obrigações assumidas ou que venham a ser assumidas pela Elektro nos termos da Escritura de Debêntures. A cessão fiduciária de que trata este Contrato é realizada em observância ao disposto no artigo 66-B e parágrafos da Lei n.º 4.728/65, com a nova redação dada pelo artigo 55 da Lei n.º 10.931/04, e nos artigos 18 a 20 da Lei n.º 9.514/97.



*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

2.2. – Para os fins de que trata o artigo 18 da Lei n.º 9.514/97, a dívida garantida pelo presente Contrato é composta por todas as obrigações principais e acessórias, presentes e futuras, assumidas pela Elektro nos termos da Escritura de Debêntures, incluindo sem limitação, (a) o montante principal, na Data de Emissão, de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais), referentes às Debêntures, sendo R\$ 375.000.000,00 (trezentos e setenta e cinco milhões de reais) referentes à primeira série de Debêntures (“**Primeira Série de Debêntures**”), R\$ 187.500.000,00 (cento e oitenta e sete milhões e quinhentos mil reais) referentes à segunda série de Debêntures (“**Segunda Série de Debêntures**”) e R\$ 187.500.000,00 (cento e oitenta e sete milhões e quinhentos mil reais) referentes à terceira série de Debêntures (“**Terceira Série de Debêntures**”), todas com vencimento em 01.09.2011, (b) o Rendimento das Debêntures, conforme previsto nas Cláusulas Quarta, Quinta e Sexta da Escritura de Debêntures, bem como (c) quaisquer comissões, despesas, multas, encargos e demais custos previstos neste Contrato e na Escritura de Debêntures (os valores referidos nas alíneas (a), (b) e (c) desta Cláusula 2.2. as “**Dívidas Garantidas**”), a serem pagas pela Elektro no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP e da CBLC, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na CBLC ou por meio do Banco Itaú S.A., na qualidade de Banco Mandatário das Debêntures, conforme previsto na Escritura de Debêntures.

### III – DA CESSÃO FIDUCIÁRIA

3.1. Para garantir o integral e pontual pagamento das Dívidas Garantidas, a Elektro, neste ato, de forma irrevogável e irretirável, cede e transfere fiduciariamente ao Agente Fiduciário, nos termos do artigo 66-B da Lei n.º 4.728/65, com redação dada pelo artigo 55 da Lei n.º 10.931/04 e posteriores alterações, a titularidade dos direitos creditórios a seguir identificados, até a quitação integral das Dívidas Garantidas, observado o disposto na Cláusula 6.3 abaixo:

- a) todos os direitos ou direitos creditórios, atuais ou futuros, detidos e a serem detidos pela Elektro contra os Bancos Depositários, conforme o caso, relativos (i) aos recursos mantidos em depósito nas Contas Correntes e nas Contas de Arrecadação, mantidas pela Elektro junto aos Bancos Depositários; (ii) aos recursos relativos às Aplicações Financeiras, conforme definido na Cláusula 4.6 abaixo; e (iii) a todo e qualquer ganho ou receita financeira deles decorrentes, durante o prazo de vigência deste Contrato e, em qualquer caso, independentemente de onde se encontrarem, inclusive enquanto em trânsito ou em processo de compensação bancária (“**Direitos em Conta Corrente Cedidos**”); e
- b) todos os direitos a quaisquer pagamentos de indenização a serem efetuados pelo Poder Concedente à Elektro, líquidos dos valores que vierem a ser descontados pelo Poder Concedente a título de multa ou penalidade aplicável à Elektro (“**Direitos de Indenização**”, conjuntamente com os Direitos em Conta Corrente Cedidos, doravante denominados “**Direitos Cedidos Fiduciariamente**”), na hipótese da extinção da Concessão, ficando o Agente Fiduciário por este ato, em caráter irrevogável e irretirável, autorizado a receber diretamente do Poder Concedente os referidos Direitos de Indenização, retendo apenas o valor que seja suficiente para liquidar as Dívidas Garantidas em aberto, obrigando-se o Agente Fiduciário a entregar à Elektro quaisquer recursos que sobejarem, após tal aplicação. A eficácia da cessão fiduciária dos Direitos de Indenização de que trata esse item está condicionada, de acordo com o artigo 121 e seguintes do Código Civil Brasileiro, à extinção do Contrato de Caução celebrado entre



ETB – Energia Total do Brasil Ltda., Elektro, IntesaBCI S.p.A e Banco Itaú S.A., em  
05.12.2002.

3.1.1. – Em decorrência da cessão fiduciária prevista na Cláusula 3.1(a) acima, opera-se neste ato o desdobramento da posse dos Direitos em Conta Corrente Cedidos, passando o Agente Fiduciário a ser o possuidor indireto e a Elektro possuidora direta dos Direitos em Conta Corrente Cedidos. O desdobramento da posse dos Direitos de Indenização está condicionado à eficácia da cessão fiduciária dos Direitos de Indenização, quando a posse indireta dos Direitos de Indenização passará ao Agente Fiduciário e a posse direta dos Direitos de Indenização será mantida com a Elektro

3.1.2. – As Partes neste ato declaram e aceitam que, uma vez quitadas integralmente as Dívidas Garantidas, a posse indireta dos Direitos Cedidos Fiduciariamente retornará à Elektro, unificando a posse ora cedida.

3.2. – Para os fins do cumprimento do disposto na Cláusula 3.1 acima, a Elektro obriga-se, em caráter irrevogável, a:

- a) fazer com que sejam transferidos diariamente para a conta corrente de titularidade da Elektro n.º 49430-7, mantida na Agência n.º 2001 do Banco Mandatário ("Conta Centralizadora"), em moeda corrente nacional, a partir do 1º (primeiro) dia útil seguinte à data da liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures, a totalidade dos recursos depositados nas contas de arrecadação do fornecimento de energia elétrica da Elektro, listadas no Anexo II ao presente Contrato ("Contas de Arrecadação"); e
- b) notificar o Poder Concedente da cessão fiduciária dos Direitos de Indenização, conforme previsto na Cláusula XIV abaixo.

3.2.1. – Em cumprimento do disposto no item (a) da Cláusula 3.2 acima, a Elektro deverá notificar os Agentes de Arrecadação, na qualidade de mantenedores das Contas de Arrecadação, com cópia para o Agente Fiduciário, na forma do Anexo III ao presente Contrato, em até 4 (quatro) dias úteis a contar desta data, de forma a instruí-los, em caráter irrevogável e irretratável, a transferir automaticamente todos os recursos depositados nas Contas de Arrecadação que forem mantenedores para a Conta Centralizadora, bem como cientificá-los de que qualquer alteração aos procedimentos de transferência dos valores para a Conta Centralizadora deve ser precedida de autorização expressa do Agente Fiduciário até que todas as obrigações da Elektro, nos termos da Escritura de Emissão, tenham sido integralmente quitadas.

3.2.2. A Elektro compromete-se a encaminhar ao Agente Fiduciário, no prazo máximo de 1 (um) dia útil antes da liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures, cópias das notificações aos Agentes de Arrecadação, conforme referidas na Cláusula 3.2.1. acima, com assinaturas dos representantes legais dos Agentes de Arrecadação, por meio das quais os Agentes de Arrecadação atestarão a sua concordância em observar os procedimentos referidos na notificação de que trata o Anexo III deste Contrato.

3.2.3. - Uma vez quitadas as obrigações assumidas pela Elektro na Escritura de Debêntures, o Agente Fiduciário deverá informar imediatamente e por escrito, os Agentes de Arrecadação



sobre a referida quitação, com cópia para a Elektro, bem como instruí-los a suspender as transferências dos recursos das Contas de Arrecadação para a Conta Centralizadora.

3.3. - As Partes reconhecem que a aceitação da cessão dos Direitos em Conta Corrente Cedidos pelo Agente Fiduciário, em garantia das obrigações assumidas pela Elektro na Escritura de Debêntures, teve como fator determinante a expectativa de que o montante total dos depósitos realizados mensalmente pelos Agentes de Arrecadação na Conta Centralizadora some, a contar da data de celebração deste Contrato até a data de vencimento das Debêntures, pelo menos, R\$ 60.000.000,00 (sessenta milhões de reais). Neste sentido, fica desde já definido que os valores mensalmente depositados na Conta Centralizadora deverão somar, no mínimo, R\$ 60.000.000,00 (sessenta milhões de reais) ("Valor Mínimo").

3.3.1. Para fins de cumprimento do disposto na Cláusula 3.3. acima e na Cláusula 3.3.2. abaixo, fica estabelecido que o Valor Mínimo será apurado com base no período que se inicia em todo 1º (primeiro) dia útil e termina no último dia útil de cada mês em que este Contrato estiver vigorando, sendo que o primeiro período mensal iniciar-se-á excepcionalmente no 1º (primeiro) dia útil seguinte à liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures e terminará no último dia útil do referido mês. Com relação ao período compreendido entre a Data de Emissão e a data da liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures, aplicar-se-á o disposto no item 4.2.1. abaixo. O não atendimento do Valor Mínimo entre a Data de Emissão e a data de liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures não será considerado como inadimplemento das obrigações da Elektro nos termos deste Contrato.

3.3.2. - A Elektro compromete-se a movimentar a Conta Centralizadora em estrita consonância com o disposto neste Contrato, e o Banco Mandatário deverá (a) notificar imediatamente o Agente Fiduciário caso os valores depositados na Conta Centralizadora, em um determinado mês, sejam inferiores ao Valor Mínimo, conforme apurado em verificação mensal a ser realizada pelo Banco Mandatário sempre no 1º (primeiro) dia útil do mês subsequente, e (b) solicitar à Elektro que deposite na Conta Centralizadora, no prazo de 2 (dois) dias úteis após o recebimento da aludida comunicação, uma quantia equivalente a tal insuficiência, ou apresente ao Agente Fiduciário, no prazo de 2 (dois) dias úteis, carta de fiança bancária emitida por uma instituição financeira brasileira, que tenha classificação de risco igual ou superior ao risco do País, avaliada pela agência Standard & Poor's ou Moody's Investors Service ou Fitch Ratings, ou qualquer de suas representantes no País, no valor da respectiva insuficiência.

3.3.2.1. Na hipótese de não observância, pela Elektro, do Valor Mínimo por (a) 3 (três) vezes consecutivas ou (b) 4 (quatro) vezes em um período de 12 (doze) meses, a Elektro deverá, sob pena de descumprimento deste Contrato, nomear um ou mais agentes de arrecadação adicionais, conforme o caso, para compor a lista de Agentes de Arrecadação indicados no Anexo II deste Contrato, a fim de que o Valor Mínimo volte a circular de forma sistemática pela Conta Centralizadora. Fica desde já acordado que o não atendimento do Valor Mínimo no primeiro período mensal referido na Cláusula 3.3.1 acima não será considerado para os fins do disposto nesta Cláusula 3.3.2.1.

3.4. Os documentos originais comprobatórios da origem, formalização e exigibilidade dos Direitos Cedidos Fiduciariamente, conforme faculdade estabelecida no artigo 66-B, da Lei n.º 4.728/65, ficarão em poder da Elektro, haja vista o seu interesse em conservá-los. A Elektro compromete-se a entregar ao Agente Fiduciário, dentro do prazo previsto na Cláusula Quinta





abaixo, todos os originais dos instrumentos representativos dos Direitos Cedidos Fiduciariamente ou comprovatórios da sua exigibilidade, mediante notificação por escrito do Agente Fiduciário.

3.5. - A Elektro assume, em caráter irrevogável e irretirável, o encargo de fiel depositária dos documentos originais comprovatórios dos Direitos Cedidos Fiduciariamente, ciente das responsabilidades civis e penais daí decorrentes, nos termos dos artigos 627 e seguintes, excetuado o artigo 644, do Código Civil Brasileiro e legislação complementar.

3.6. - Novos bens ou direitos eventualmente cedidos pela Elektro em garantia do pagamento das Dívidas Garantidas ficarão sujeitos a todas as disposições concernentes aos Direitos Cedidos Fiduciariamente, no que for aplicável.

#### IV – MOVIMENTAÇÃO DAS CONTAS CORRENTES E PADRÕES DE RETENÇÃO DO VALOR MENSAL MÍNIMO DA GARANTIA

4.1. Enquanto houver Debêntures em circulação e até que todas as Dívidas Garantidas tenham sido integralmente adimplidas, a Elektro deverá manter as Contas Correntes, as quais estarão sujeitas às condições estabelecidas neste Contrato, obrigando-se, ainda, a instruir o Banco Mandatário a agir em estrita conformidade com o disposto nesta Cláusula IV.

4.2. - Em consonância com o disposto na Cláusula III acima e sem prejuízo do disposto na Cláusula 4.2.1. abaixo, até a completa liquidação das Dívidas Garantidas, os Agentes de Arrecadação transferirão diariamente para a Conta Centralizadora os recursos depositados nas Contas de Arrecadação, de forma que em cada período mensal de que trata a Cláusula 3.3.1. acima o Valor Mínimo seja atingido. Após a transferência dos recursos depositados nas Contas de Arrecadação para a Conta Centralizadora, o Banco Mandatário deverá, durante o período de 6 (seis) meses imediatamente anterior à cada data de pagamento do Rendimento das Debêntures, conforme cronograma previsto na Escritura de Debêntures ("Período de Retenção"), transferir diariamente todos os valores depositados na Conta Centralizadora para a conta corrente n.º 51748-7, mantida pela Elektro na agência n.º 2001 do próprio Banco Mandatário ("Conta Vinculada") até que em cada mês do Período de Retenção o montante equivalente a 1/6 (um sexto) do valor do próximo Rendimento vincendo devido aos titulares de Debêntures ("Valor Mensal Mínimo da Garantia") seja atingido.

4.2.1. Sem prejuízo do disposto na Cláusula 4.2. acima, no dia útil seguinte à liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures, a Elektro deverá realizar depósito extraordinário de recursos na Conta Vinculada, no valor referido no item 4.2.1.1. abaixo.

4.2.1.1. O valor acima referido será o somatório dos valores correspondentes ao Valor Mensal Mínimo da Garantia para a Segunda Série de Debêntures e para a Terceira Série de Debêntures referente a cada mês do primeiro Período de Retenção que tenha decorrido entre a Data de Emissão e a data da liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures. Caso no período compreendido entre a Data de Emissão e a liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures decorra período superior a um número inteiro de meses, então o valor referido no item 4.2.1. acima deverá ser correspondente ao somatório (i) do Valor Mensal Mínimo da Garantia para a Segunda Série de Debêntures e para a Terceira Série de Debêntures referente a cada mês inteiro do primeiro Período de Retenção entre a Data de Emissão e a liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures, acrescido (ii) de percentual do Valor Mensal



Handwritten signature and initials.

Mínimo da Garantia para a Segunda Série de Debêntures e para a Terceira Série de Debêntures referente ao mês incompleto da data da liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures, percentual este calculado de acordo com o disposto no item 4.2.1.2. abaixo.

4.2.1.2. O percentual acima referido será apurado pela divisão (i) do número de dias decorridos entre o primeiro dia útil do mês referente à liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures e a data da liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures e (ii) o número de dias no mês referente à liquidação financeira da distribuição pública das Debêntures.

4.2.2. – Na hipótese de a Elektro ser solicitada pelo Banco Mandatário para realizar o depósito de que trata a Cláusula 3.3.2.(b) acima, os recursos provenientes de tal depósito serão utilizados imediatamente pelo Banco Mandatário para compor o Valor Mensal Mínimo da Garantia respectivo, se houver necessidade.

4.2.3. A Conta Vinculada não será movimentável pela Elektro por qualquer meio, observado o disposto nas Cláusulas 4.2.7 e 4.6 abaixo. Desta forma, o valor acumulado na Conta Vinculada a título de Valor Mensal Mínimo da Garantia deverá corresponder sempre à soma do valor das parcelas do Rendimento das Debêntures nas respectivas datas de vencimento ("Montante Devido"), observados os ajustes previstos na Cláusula 4.2.7.

4.2.4. Observado o disposto na Cláusula 4.7(a), após atingido o Valor Mensal Mínimo da Garantia em cada mês do Período de Retenção, os valores depositados na Conta Centralizadora serão transferidos pelo Banco Mandatário, no prazo máximo de 1 dia útil contado da data de referida apuração, para a conta corrente n° 50.388-9, agência n.º 0009, mantida pela Elektro junto ao Banco Itaú S.A. ("Conta de Livre Movimentação da Elektro"). A Elektro poderá, mediante notificação por escrito ao Banco Mandatário, indicar outras contas correntes por ela detidas no próprio Banco Mandatário e/ou em outras instituições financeiras, em substituição à Conta de Livre Movimentação da Elektro.

4.2.5. - Para fins da transferência de recursos da Conta Centralizadora para a Conta Vinculada, conforme previsto na Cláusula 4.2 acima, e apuração do Valor Mensal Mínimo da Garantia, o Rendimento vincendo aplicável às Debêntures será primeiramente calculado com base em projeções da Taxa DI e do IGP-M (conforme definidos na Escritura de Emissão) (a Taxa DI e o IGP-M, os "Índices Contratuais" e as projeções acima referidas da Taxa DI e do IGP-M, os "Índices de Referência"), uma vez que tais Índices Contratuais somente serão divulgados poucos dias antes de cada data de vencimento do Rendimento aplicável às Debêntures. O Anexo IV deste Contrato estabelece os procedimentos que serão aplicáveis para cálculo dos Índices de Referência ("Procedimentos de Cálculo do Valor Mensal Mínimo da Garantia"). Após a divulgação oficial dos Índices Contratuais, serão observados os procedimentos descritos no item 4.2.7. abaixo.

4.2.6. – Observado o disposto na Cláusula 4.4, o Banco Mandatário obriga-se, neste ato, a utilizar os montantes depositados na Conta Vinculada única e exclusivamente para satisfação do pagamento do Rendimento das Debêntures, nas respectivas datas de vencimento, observado o disposto no item (a) da Cláusula 4.2.7 abaixo.

4.2.7. - Após a divulgação oficial dos Índices Contratuais, caso os Índices de Referência sofram variação:



Salvo

- a) acima dos respectivos Índices Contratuais, os valores depositados na Conta Vinculada que sobejarem o Montante Devido deverão ser transferidos para a Conta de Livre Movimentação da Elektro. No caso de validação do Cálculo do Valor Mensal Mínimo da Garantia até às 15:00 horas a transferência deverá ser efetivada no mesmo dia; caso ultrapasse às 15:00 horas, a referida transferência deverá ser efetivada no dia útil imediatamente subsequente; ou
- b) abaixo dos respectivos Índices Contratuais, os valores que faltarem para completar o Montante Devido deverão ser transferidos pela Elektro para a Conta Vinculada, conforme instruções dadas pelo Banco Mandatário, por escrito, com cópia ao Agente Fiduciário, de modo a permitir que a referida transferência ocorra na data de vencimento do Rendimento das Debêntures. No caso de validação do Cálculo do Valor Mensal Mínimo da Garantia até às 15:00 horas a transferência deverá ser efetivada no mesmo dia; caso ultrapasse às 15:00 horas, a referida transferência deverá ser efetivada no dia útil imediatamente subsequente.

4.3. – Enquanto não for comunicado da existência de um Evento de Inadimplemento (uma “Comunicação de Inadimplemento”), o Banco Mandatário deverá dar prosseguimento às movimentações na Conta Centralizadora conforme instruções por escrito que receber da Elektro, observado, contudo, o disposto na Cláusula 4.2. acima.

4.4. – Após o recebimento de uma Comunicação de Inadimplemento, o Banco Mandatário somente dará prosseguimento a qualquer movimentação das Contas Correntes que estiver em conformidade com as instruções por escrito a serem recebidas do Agente Fiduciário, devendo o Agente Fiduciário utilizar os montantes depositados nas Contas Correntes, única e exclusivamente na satisfação do pagamento das Dívidas Garantidas.

4.5. – O Banco Mandatário obriga-se neste ato a fornecer por escrito, ao Agente Fiduciário, com cópia para a Elektro, relatórios mensais de acompanhamento das Contas Correntes, contendo os valores das operações de débito e crédito das referidas Contas Correntes realizadas dentro do aludido período (extratos bancários).

4.6. – Enquanto o Banco Mandatário não tiver recebido uma Comunicação de Inadimplemento, os recursos mantidos na Conta Vinculada poderão ser aplicados, sempre através do Banco Mandatário e mediante instrução por escrito da Elektro, em (i) instrumentos financeiros de renda fixa de emissão ou co-obrigação de instituição financeira que tenha classificação de risco igual ou superior ao risco do País, avaliada pela Standard & Poor's ou Moody's Investors Service ou Fitch Ratings, ou qualquer de suas representantes no País, com liquidez que permita o pagamento do Rendimento das Debêntures nas suas respectivas datas de vencimento, incluindo-se aí quotas de emissão de fundos de investimento classe renda fixa e classe DI por ela administrados; (ii) títulos públicos federais; e/ou (iii) operações nos mercados de derivativos que reproduzam os efeitos das aplicações de renda fixa referidas no item (i) acima, realizadas no âmbito de bolsas de mercadorias e de futuros, exclusivamente na modalidade “com garantia” (“Aplicações Financeiras”).

4.7. – O Banco Mandatário não acatará, observado o disposto na Cláusula 4.4 acima, instruções da Elektro para:



10

- a) débitos na Conta Centralizadora enquanto não for atingido o Valor Mensal Mínimo da Garantia na Conta Vinculada, no mês de sua exigibilidade ou na hipótese de recebimento de uma Comunicação de Inadimplemento; ou
- b) resgates das Aplicações Financeiras da Conta Vinculada, exceto em se tratando de resgates para a realização de novas Aplicações Financeiras.

4.7.1. - A aplicação de recursos das Contas Correntes em instrumentos financeiros que não estejam previstos na Cláusula 4.6 acima, depende de prévia e expressa anuência do Agente Fiduciário, após autorização por escrito dos debenturistas manifestada em Assembleia Geral.

4.8. - A Elektro e o Agente Fiduciário, por este ato, nomeiam o Banco Mandatário como depositário das Contas Correntes, das Aplicações Financeiras e dos ganhos e receitas financeiras delas decorrentes. O Banco Mandatário por este instrumento expressamente aceita sua nomeação como fiel depositário das Contas Correntes, das Aplicações Financeiras e dos ganhos e receitas financeiras delas decorrentes e assume total responsabilidade pela boa manutenção, conservação e preservação dos valores assim recebidos.

4.9. As atribuições e responsabilidades do Banco Mandatário estão limitadas às disposições do presente Contrato e demais instrumentos referentes ao presente Contrato dos quais o Banco Mandatário seja parte.

#### V – OBRIGAÇÕES DA ELEKTRO E DO BANCO MANDATÁRIO

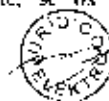
5.1. - Além das demais obrigações previstas neste Contrato, na Escritura de Debêntures ou em lei, a Elektro obriga-se, até a final liquidação de todas as Dívidas Garantidas, a:

- a) não vender, transferir, ceder, dispor ou concordar em vender, transferir, ceder ou dispor de quaisquer direitos relativos aos Direitos Cedidos Fiduciariamente, às Contas de Arrecadação, às Contas Correntes e às Aplicações Financeiras a quaisquer terceiros, e/ou ceder ou transferir quaisquer de seus direitos e obrigações decorrentes deste Contrato, exceto aqueles previstos neste Contrato;
- b) não criar ou permitir que seja criado qualquer ônus, gravame ou encargo sobre os Direitos Cedidos Fiduciariamente, ou em parte sobre os mesmos, salvo a cessão fiduciária em garantia prevista neste Contrato;
- c) obter todos os consentimentos ou aprovações necessários para a eficácia das disposições previstas no presente Contrato, inclusive a aprovação do Poder Concedente para a cessão fiduciária dos Direitos Cedidos Fiduciariamente;
- d) assinar e/ou providenciar quaisquer outros avisos, notificações ou outros documentos adicionais e tomar quaisquer medidas, conforme razoavelmente solicitadas pelo Agente Fiduciário, com vistas à validade, eficácia e preservação dos Direitos Cedidos Fiduciariamente ou dos direitos do Agente Fiduciário, nos termos deste Contrato e da Escritura de Debêntures,



11/11

- e) defender-se, de forma tempestiva e eficaz, de qualquer ato, ação, procedimento ou processo que possa, de qualquer forma, afetar os Direitos Cedidos Fiduciariamente, este Contrato e/ou o cumprimento das obrigações assumidas por força da Escritura de Debêntures;
- f) destacar, dentro as instituições que compõe a rede arrecadadora autorizada, os nomes dos Agentes de Arrecadação e não alterar essa condição ou excluir essas instituições da rede arrecadadora autorizada, sem a prévia e expressa anuência do Agente Fiduciário, que poderá ser negada desde que devidamente justificada;
- g) mencionar nas demonstrações financeiras, em estrita observância às normas contábeis em vigência e aplicáveis à Eletrô, a cessão fiduciária prevista neste Contrato;
- h) enviar, dentro de 48 (quarenta e oito) horas, ao Agente Fiduciário, as informações necessárias à cobrança dos Direitos Cedidos Fiduciariamente e os documentos comprobatórios dos Direitos Cedidos Fiduciariamente sempre que solicitado por escrito pelo Agente Fiduciário;
- i) não alterar, encerrar ou onerar as Contas de Arrecadação e/ou as Contas Correntes ou permitir que seja alterada qualquer cláusula ou condição dos respectivos contratos de abertura de conta corrente ou das instruções contidas na notificação aos Agentes de Arrecadação realizada conforme previsto na Cláusula 3.2.1 acima, nem praticar qualquer ato, ou abster-se de praticar qualquer ato, que possa, de qualquer forma, resultar na alteração, encerramento ou oneração das Contas de Arrecadação e/ou das Contas Correntes, ou na alteração, expressa ou tácita, dos respectivos contratos de abertura de conta corrente ou das instruções contidas na notificação aos Agentes de Arrecadação prevista na Cláusula 3.2.1 acima, sem a prévia e expressa anuência do Agente Fiduciário;
- j) exceto quando exigido por lei ou pelo Poder Concedente, não ceder ou, de qualquer forma ou a qualquer título, dispor, transferir, alterar, rescindir ou onerar, no todo ou em parte, os Direitos Cedidos Fiduciariamente e/ou o Contrato de Concessão, bem como quaisquer outros instrumentos e demais documentos referentes, direta ou indiretamente, aos bens e direitos objeto da garantia ora constituída, sem a prévia e expressa anuência do Agente Fiduciário;
- k) praticar todos os atos, bem como assinar todo e qualquer documento, necessários à manutenção dos direitos decorrentes deste Contrato;
- l) reembolsar o Agente Fiduciário, no prazo de até 15 (quinze) dias úteis contados da data do recebimento de comunicação escrita neste sentido, por todos os custos e despesas incorridos (i) em eventual registro, pelo Agente Fiduciário, deste Contrato, da Escritura de Debêntures e de seus eventuais aditamentos nos competentes cartórios de registro de títulos e documentos, JUCESP e CVM e (ii) nos valores incorridos pelo Agente Fiduciário para a defesa dos interesses dos debenturistas; e
- m) reforçar, substituir, repor ou complementar a presente garantia, com outras garantias que vierem a ser aceitas pelo Agente Fiduciário (inclusive através da indicação de outros agentes de arrecadação), no prazo estabelecido por este, se os Direitos Cedidos



Fiduciariamente e/ou quaisquer outros bens e direitos cedidos fiduciariamente em garantia nos termos deste Contrato forem objeto ou ameaçados de penhora, sequestro, arresto ou qualquer outra medida judicial ou administrativa, ou ainda, se sofrerem depreciação, deterioração, desvalorização, turbação, esbulho ou se tornarem inábeis, impróprios, imprestáveis ou insuficientes para assegurar o cumprimento das obrigações principais e acessórias, de responsabilidade da Elektro.

5.1.1. - Caso seja exigido por lei ou pelo Poder Concedente a cessão ou, de qualquer forma ou a qualquer título, a disposição, a transferência, a alteração, a rescisão ou a oneração, no todo ou em parte, dos Direitos Cedidos Fiduciariamente e/ou do Contrato de Concessão, a Elektro deverá informar ao Agente Fiduciário, em até 2 (dois) dias úteis contados da data que tomar ciência de tal fato, bem como apresentar novos Direitos Creditórios em substituição aos ora referidos.

5.2. - Até a final liquidação de todas as Dívidas Garantidas, o Banco Mandatário obriga-se a:

- a) cumprir, de forma integral e estrita, com os termos e condições previstos neste Contrato, bem como com quaisquer instruções que lhe venham a ser transmitidas, por escrito, pelo Agente Fiduciário, com cópia para a Elektro, de acordo com os termos deste Contrato, particularmente no que se refere ao débito, bloqueio e transferência de recursos das Contas Correntes para a satisfação das Dívidas Garantidas, conforme previsto neste Contrato;
- b) praticar os atos previstos nas Cláusulas 4.2 a 4.7 do presente Contrato, na qualidade de depositário do Agente Fiduciário e da Elektro, de acordo com os termos e condições deste Contrato e, se aplicável, de acordo com as respectivas instruções por escrito que lhe venham a ser dadas pelo Agente Fiduciário e pela Elektro nos termos deste Contrato;
- c) fornecer uma senha ao Agente Fiduciário e à Elektro, para o fim de permitir-lhes a consulta eletrônica direta das Contas Correntes e das Aplicações Financeiras, diariamente; e
- d) abster-se de renunciar, bem como por qualquer forma delegar a terceiros suas funções de depositário dos Direitos Cedidos Fiduciariamente, bem como permanecer em suas funções até que uma nova instituição financeira seja indicada pela Elektro mediante acordo mútuo entre o Agente Fiduciário e a Elektro.

5.3. - Caso o Banco Mandatário deixe de cumprir quaisquer de suas obrigações ou compromissos nos termos deste Contrato, e se tal descumprimento não for sanado no período de 48 (quarenta e oito) horas contadas de sua ocorrência, o Banco Mandatário deverá indenizar o Agente Fiduciário e/ou a Elektro, conforme o caso, por quaisquer despesas, perdas e danos por elas respectivamente sofridos em razão do referido descumprimento.

## VI - EXECUÇÃO DA GARANTIA

6.1. O Agente Fiduciário, na qualidade de representante legal dos titulares de Debêntures e cessionário fiduciário, na hipótese de inadimplemento ou mora, total ou parcial, das Dívidas Garantidas, terá o direito de exercer sobre os Direitos Cedidos Fiduciariamente todos os poderes



10/11

que lhe são assegurados pela legislação vigente, podendo dispor de, cobrar, receber, realizar, vender, de forma particular, ou ceder, total ou parcialmente, os Direitos Cedidos Fiduciariamente, conforme preços e/ou em termos e condições que considerar apropriado, dar quitação e assinar quaisquer documentos ou termos por mais especiais que sejam, necessários à prática dos atos aqui referidos, independentemente de qualquer notificação à Elektro, observado o disposto no parágrafo terceiro do artigo 66-B da Lei n.º 4.728/65.

6.1.1 Na hipótese prevista na Cláusula 6.1 acima, o Agente Fiduciário aplicará os recursos recebidos no pagamento das Dívidas Garantidas, exceto o Rendimento correspondente ao tempo ainda não decorrido.

6.1.2 – Caso as importâncias recebidas pelo Agente Fiduciário, por meio dos Direitos Cedidos Fiduciariamente, não sejam suficientes para pagamento das Dívidas Garantidas, no todo ou em parte, o saldo devedor remanescente deverá ser imediatamente pago pela Elektro, dentro de 48 (quarenta e oito) horas que se seguirem à data em que lhe for, por escrito, dada ciência do montante desse saldo devedor.

6.1.3 – Caso, após a aplicação dos recursos relativos aos Direitos Cedidos Fiduciariamente pelo Agente Fiduciário para pagamento das Dívidas Garantidas, seja verificada a existência de saldo credor remanescente, referido saldo deverá ser imediatamente disponibilizado à Elektro pelo Agente Fiduciário.

6.2. - Adicionalmente a todos os demais direitos e recursos conferidos pelo presente Contrato, na hipótese de inadimplemento ou mora, total ou parcial, das Dívidas Garantidas, o Agente Fiduciário, representando a comunhão dos titulares de Debêntures, terá o direito de exercer o poder liberatório da seguinte forma:

- a) compensar créditos vencidos devidos pela Elektro, nos termos da Escritura de Debêntures, com créditos devidos pela Elektro contra titulares das Debêntures em decorrência de contas ou faturas atinentes a serviços prestados e faturados pela Elektro ("Débitos dos Debenturistas a Compensar"). Para tanto, o Agente Fiduciário deverá apresentar à Elektro os documentos comprovando a titularidade dos créditos vencidos devidos pela Elektro, nos termos da Escritura de Debêntures, e a Elektro deverá emitir, em benefício dos titulares dos Débitos dos Debenturistas a Compensar, recibos e quitações correspondentes às contas ou faturas cujos Débitos dos Debenturistas a Compensar tiverem sido utilizados para realizar a compensação acima referida; ou
- b) ceder créditos vencidos devidos pela Elektro, nos termos da Escritura de Debêntures, para terceiros devedores da Elektro em decorrência de contas ou faturas atinentes a serviços prestados e faturados ("Débitos de Terceiros a Compensar"), a fim de que tais terceiros possam utilizar os créditos vencidos devidos pela Elektro para compensar os Débitos de Terceiros a Compensar.

6.2.1. - A Elektro deverá, sempre que for solicitada pelo Agente Fiduciário, fornecer os documentos necessários para que este possa exercer o poder liberatório nos termos da presente Cláusula.

10/11



10/11

6.3. Para fins de esclarecimento, uma vez quitadas integralmente as Dívidas Garantidas, independentemente da utilização das garantias constituídas através deste Contrato, o Agente Fiduciário não poderá mais exercer quaisquer dos direitos ou prerrogativas a ele outorgados por meio deste Contrato, devendo assinar todo e qualquer documento necessário para evidenciar tal situação.

## VII – EVENTOS DE INADIMPLEMENTO

7.1. Qualquer dos eventos relacionados abaixo será considerado como evento de inadimplemento para os fins do presente Contrato (“Eventos de Inadimplemento”):

- a) a ocorrência de qualquer evento de inadimplemento previsto na Cláusula 8.1 da Escritura de Debêntures;
- b) a propositura de ações, execuções ou medidas judiciais ou extrajudiciais de qualquer natureza, que por qualquer modo afetem adversamente os Direitos Cedidos Fiduciariamente no todo ou em parte;
- c) o descumprimento pela Elektro de toda e qualquer obrigação prevista neste Contrato; ou
- d) a ocorrência de qualquer das hipóteses dos artigos 333 e 1.425 do Código Civil Brasileiro;

7.2. – Na ocorrência de qualquer dos eventos previstos na Cláusula 7.1 acima, o Agente Fiduciário deverá encaminhar ao Banco Mandatário a Comunicação de Inadimplemento de que trata a Cláusula 4.4 acima, no prazo de até 48 (quarenta e oito) horas a contar da data em que tomar ciência do Evento de Inadimplemento em questão. Nessa hipótese, a Elektro continuará obrigada a cumprir todas as obrigações previstas neste Contrato.

7.3. – Na hipótese de ocorrência de qualquer evento de inadimplemento previsto na Cláusula 8.1 da Escritura de Debêntures, o Agente Fiduciário, por determinação da assembleia geral dos debenturistas, poderá não declarar o vencimento antecipado das obrigações previstas na Escritura de Debêntures, observado o disposto na Cláusula VIII da Escritura de Debêntures. Caso a Assembleia Geral dos Debenturistas delibere pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures, o Agente Fiduciário deverá notificar o Banco Mandatário por escrito, com cópia para a Elektro, para que este volte a movimentar a Conta Centralizadora conforme instruções da Elektro, nos termos da Cláusula 4.3 deste Contrato.

7.4. – Sem prejuízo do disposto na Cláusula 7.2 acima, na hipótese de ocorrência de qualquer dos eventos previstos nos itens (b) a (d) da Cláusula 7.1 acima, a Elektro poderá convocar uma assembleia geral dos debenturistas para que estes possam deliberar sobre a liberação dos recursos mantidos na Conta Centralizadora.

7.4.1. – Caso, na assembleia geral de que trata a Cláusula 7.4 acima, debenturistas representando 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação aproveiem a liberação dos recursos mantidos na Conta Centralizadora, o Agente Fiduciário deverá notificar o Banco Mandatário por escrito, com cópia para a Elektro, para que este volte a movimentar a





Conta Centralizadora conforme instruções da Elektro, nos termos da Cláusula 7.3 deste Contrato.

#### VIII – DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA ELEKTRO, DO AGENTE FIDUCIÁRIO E DO BANCO MANDATÁRIO

8.1. – A Elektro declara e garante que:

- a) tem plenos poderes, autorização e capacidade para celebrar este Contrato, para cumprir suas obrigações contratuais e para ceder fiduciariamente em garantia os Direitos Cedidos Fiduciariamente, nos termos deste Contrato;
- b) tomou todas as medidas necessárias para autorizar a celebração e cumprimento deste Contrato;
- c) o presente Contrato constitui uma obrigação legal, válida e exequível perante a Elektro de acordo com os termos ora contratados;
- d) a celebração deste Contrato não violará qualquer disposição legal ou contratual e não resultará na criação ou imposição de qualquer ônus sobre seus ativos, com exceção das garantias estabelecidas por meio deste Contrato;
- e) todos os registros, pedidos, autorizações, aprovações ou arquivamentos junto a órgãos ou agências governamentais ou terceiros necessários à celebração do presente Contrato, ou para sua validade ou exequibilidade, foram obtidos, exceção feita ao registro do presente Contrato e de seus anexos perante os competentes registros de títulos e documentos; e
- f) a Elektro é a legítima titular dos Direitos Cedidos Fiduciariamente, assumindo ainda integral responsabilidade pela existência e regularidade dos Direitos Cedidos Fiduciariamente, os quais se encontram isentos de quaisquer ônus, caução, penhor, encargos ou gravames de qualquer natureza, legais ou convencionais, excetuando-se a cessão fiduciária e gravames decorrentes deste Contrato. As declarações desta alínea serão aplicáveis a todo e qualquer bem que a Elektro venha a ceder fiduciariamente ao Agente Fiduciário, em decorrência deste Contrato.

8.2. O Agente Fiduciário declara e garante que:

- a) é uma instituição financeira devidamente constituída e existente de acordo com as leis da República Federativa do Brasil, devidamente autorizada a conduzir suas atividades comerciais e com poderes para livremente exercer a administração de seus bens;
- b) se encontra autorizado, nos termos de seu Estatuto Social, da lei e pelas autoridades governamentais a cumprir e executar todas as disposições contidas neste Contrato e nenhuma outra autorização, consentimento ou aprovação, notificação ou registro respectivamente de, à ou com qualquer autoridade governamental ou qualquer outra pessoa foi exigido ou deve ser obtido ou feito para a devida celebração, entrega, protocolo, registro ou cumprimento deste Contrato ou de qualquer operação aqui contemplada; e



10 JA

- c) a celebração, entrega e cumprimento do presente Contrato, pelo Agente Fiduciário, não viola qualquer dispositivo de seu Estatuto Social, qualquer obrigação por ele anteriormente assumida ou quaisquer leis e regulamentos a que se encontre sujeito.

8.3. - O Banco Mandatário declara e garante que:

- a) é uma instituição financeira devidamente constituída e existente de acordo com as leis da República Federativa do Brasil, devidamente autorizada a conduzir suas atividades comerciais e com poderes para livremente exercer a administração de seus bens;
- b) se encontra autorizado, nos termos de seu Estatuto Social, da lei e pelas autoridades governamentais a cumprir e executar todas as disposições contidas neste Contrato e nenhuma outra autorização, consentimento ou aprovação, notificação ou registro respectivamente de, à ou com qualquer autoridade governamental ou qualquer outra pessoa for exigido ou deve ser obtido ou feito para a devida celebração, entrega, protocolo, registro ou cumprimento deste Contrato ou de qualquer operação aqui contemplada;
- c) a celebração, entrega e cumprimento do presente Contrato, pelo Banco Mandatário, não viola qualquer dispositivo de seu Estatuto Social, qualquer obrigação por ele anteriormente assumida ou quaisquer leis e regulamentos a que se encontre sujeito; e
- d) renuncia a quaisquer gravames ou direitos que possa vir a ter com relação aos Direitos Cedidos Fiduciariamente, incluindo, sem limitação, ao direito de retenção previsto no artigo 1365 do Código Civil Brasileiro e não tomará qualquer medida no sentido de criar ou estabelecer qualquer gravame em favor de qualquer pessoa que não o Agente Fiduciário, com relação aos Direitos Cedidos Fiduciariamente.

## IX - INDIVIDUALIDADE

9.1. Qualquer disposição do presente Contrato que venha a ser inexecutível deverá tornar-se ineficaz sem invalidar as demais disposições aqui contidas.

## X - AUSÊNCIA DE RENÚNCIA

10.1. O atraso ou não exercício pelo Agente Fiduciário de qualquer poder ou direito aqui contido não deverá operar como uma renúncia, e nem tampouco como novação ou alteração contratual, a não ser que assim seja expressamente manifestado, por escrito, pelo Agente Fiduciário. Os direitos e recursos estabelecidos no presente Contrato são cumulativos e poderão ser exercidos isolada ou simultaneamente, não excluindo quaisquer direitos ou recursos estabelecidos em lei.

## XI - RENÚNCIAS E ADITAMENTOS; SUCESSORES E CESSIONÁRIOS

11.1. Toda e qualquer renúncia, aditamento ou modificação de qualquer dos termos ou disposições do presente Contrato somente será válida se por escrito e assinada pelas Partes contratantes. O presente Contrato obriga as Partes e seus respectivos sucessores e cessionários.



11.2. - A Elektro não poderá ceder quaisquer de suas obrigações decorrentes deste Contrato sem o consentimento prévio e por escrito do Agente Fiduciário.

## XII - DIREITOS CUMULATIVOS

12.1. - Os direitos, recursos, poderes e prerrogativas estipulados neste Contrato são cumulativos e não exclusivos de quaisquer outros direitos, poderes ou recursos estipulados pela lei.

## XIII - NOTIFICAÇÕES

13.1. - Qualquer aviso, instrução ou outra comunicação exigido ou permitido nos termos deste Contrato será dado por escrito através de entrega em mãos, fax, serviço de entrega rápida ou por correspondência registrada, com recibo de entrega, postagem paga antecipadamente, endereçado à Parte que receber os mesmos em seus respectivos endereços conforme disposto abaixo, ou àquele outro endereço conforme tal parte possa designar através de aviso às demais Partes.

Para a Elektro:

**ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**  
Rua Ary Antenor de Souza, n.º 321, Jardim Nova América  
13053-024 - Campinas, SP

At.: Rinaldo Pecchio Jr.  
Telefone: (19) 3726-1090  
Fac-simile: (19) 3726-1360  
Correio Eletrônico: [rinaldo.pecchio@elektro.com.br](mailto:rinaldo.pecchio@elektro.com.br)

Para o Agente Fiduciário:

**OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.**  
Avenida das Américas, n.º 500, Bloco 13, Grupo 205  
22640-100 - Rio de Janeiro - RJ  
At.: Sr. Juarez Dias Costa  
Tel.: (21) 2493-7003  
Fax: (21) 2493-4746/4901  
E-mail: [agente@oliveiratrust.com.br](mailto:agente@oliveiratrust.com.br)

Para o Banco Mandatário:

**Banco Itaú S.A.**  
Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, n.º 707  
04344-902 - São Paulo - SP  
At.: Sr. Antônio Carlos Rodrigues  
Tel.: (11) 5029-1527  
Fax: (11) 5029-1535  
E-mail: [antonio-carlos.rodrigues@itau.com.br](mailto:antonio-carlos.rodrigues@itau.com.br)



13.2. - Todo e qualquer aviso, instrução ou comunicação nos termos deste Contrato será válido e considerado entregue na data de seu recebimento, conforme comprovado por meio de protocolo assinado pela Parte à qual for entregue ou, em caso de transmissão por fax ou correio, com aviso de recebimento.

#### XIV – CIÊNCIA DO DEVEDOR DA INDENIZAÇÃO

14.1. - O Poder Concedente deverá ser notificado pela Elektro, com cópia para o Agente Fiduciário, no prazo de 10 (dez) dias contados da data de celebração deste Contrato, na forma do Anexo V, sobre a cessão fiduciária em garantia prevista na Cláusula 3.1 (b) acima.

14.2. Assim que receber a notificação mencionada na Cláusula 14.1 acima, devidamente assinada pelo Poder Concedente, manifestando sua ciência da cessão fiduciária prevista neste Contrato, a Elektro deverá enviar cópia da referida notificação ao Agente Fiduciário, no prazo de 2 (dois) dias úteis contados do seu recebimento.

14.3. Caso as providências referidas nas Cláusulas 14.1 e 14.2 acima não sejam tomadas pela Elektro nos prazos ali previstos, o Agente Fiduciário poderá notificar o Poder Concedente, na forma do Anexo V, acerca da cessão fiduciária realizada nos termos deste Contrato.

#### XV – REGISTRO DESTE CONTRATO

15.1. - A Elektro por este ato se compromete (i) a efetuar o registro do presente Contrato e qualquer alteração no Cartório de Registro de Títulos e Documentos das Comarcas de São Paulo, Estado de São Paulo e Campinas, Estado de São Paulo, no prazo de 15 (quinze) dias da data de assinatura do presente Contrato ou da respectiva alteração, (ii) manter arquivado uma cópia deste Contrato na sua sede social e (iii) encaminhar ao Agente Fiduciário, no prazo máximo de 20 (vinte) dias da data de assinatura deste Contrato, de cópia deste Contrato registrado na forma indicada no item (i) acima.

15.2. - O Agente Fiduciário, por este ato, se compromete a celebrar no prazo de 10 (dez) dias após a extinção das obrigações previstas neste Contrato, todo e qualquer documento que lhe seja solicitado pela Elektro, necessário para averbação do cancelamento do registro previsto na Cláusula 15.1 acima, visando a liberação da garantia constituída nos termos deste Contrato.

#### XVI – PRAZO

16.1. - O presente Contrato é celebrado em caráter irrevogável e irretratável, obrigando as Partes e seus sucessores a qualquer título e permanecerá em vigor até o cumprimento integral das Dividas Garantidas.

#### XVII – FORO; EXECUÇÃO ESPECÍFICA

17.1. As Partes elegem o foro da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, como competente para dirimir toda e qualquer disputa decorrente do presente Contrato, renunciando a qualquer outro, por mais privilegiado que possa ser.



15/11/19

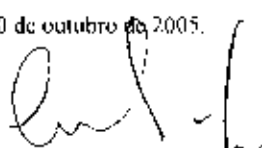
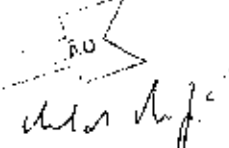
6º OFICIAL DE REGISTRO DE  
TÍTULOS E DOCUMENTOS  
1299233

Cart. Reg. Tit. Docs/Campinas  
Microfilme 166465

17.2. O Agente Fiduciário poderá, a seu critério exclusivo, requerer a execução específica das obrigações aqui assumidas pela Elektro, conforme estabelecem os artigos 461, 621, 632 e 639 do Código de Processo Civil.

E, por estarem assim justas e contratadas, as Partes assinam o presente Contrato em 3 (três) vias de igual teor e conteúdo, na presença das 2 (duas) testemunhas abaixo:

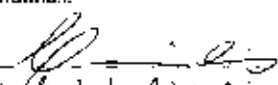
Campinas, 10 de outubro de 2005.

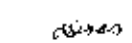
   
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.  
Nome: Carlos M. Ferreira Nome: Ronaldo Pecchia Jr.  
Cargo: Diretor Executivo Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

  
OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.  
Nome: Helen da Oliveira Thomas  
Cargo: PROCURADORA

   
BANCO ITAÚ S.A.  
Nome: José Nelson Cordeiro Nome: José Nelson Cordeiro  
Cargo: Gerente Comercial Cargo: Gerente Comercial

Testemunhas:

1.   
Nome: Raphael Pisoni Dias  
RG: 24.644.165-3

2.   
Nome: CARLOS CASIANU JUNIOR  
RG: 11.043.434-1

4º TABELADO DE NOTAS DE CAMPINAS  
RECONHECIDO por semelhança as firmas de:  
RONALDO PECCHIA JUNIOR, CARLOS MARCIO  
FERREIRA  
Campinas 11 DE OUTUBRO DE 2005  
PREÇO/FIRMA: R\$ 4,05 válido somente no  
caso de autenticidade, SELOS PAGOS/VERBA  
EM TEST. VERBARE  
escritamente autorizada  
124 CARIMPOS SEM DATA NÃO É VÁLIDO !!!



6<sup>o</sup> OFICIAL DE REGISTRO DE  
TÍTULOS E DOCUMENTOS  
Matrícula do sch nº 1299233

Cart. Reg. Tit. Docs/Camp 1935  
Microfilme 166465

*az*

**ANEXO I AO CONTRATO  
DE CESSÃO FIDUCIÁRIA EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS**

CÓPIA DA "ESCRITURA DA SEGUNDA EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES  
QUOTROGRAFÁRIAS, COM GARANTIA ADICIONAL, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES,  
DA ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A."

*Cur*



*M.*

21

*UH*

**ANEXO II AO CONTRATO  
DE CESSÃO FIDUCIÁRIA EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS**

**IDENTIFICAÇÃO DOS AGENTES DE ARRECADAÇÃO E  
DAS CONTAS DE ARRECADAÇÃO**

Agente de Arrecadação	Agência (número e endereço)	Número da Conta
Caixa Econômica Federal	Ag. 296 - Agência Campinas - Av. Francisco Glicério, 1.480 - Centro	56.200-4
Banco do Brasil	Ag. 2900-9 - Agência Corporate Campinas - Av. José Souza Campos, 200 - Nova Campinas	2262-4



ANEXO III AO CONTRATO  
DE CESSÃO FIDUCIÁRIA EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS

MODELO DE NOTIFICAÇÃO AOS AGENTES DE ARRECADAÇÃO

Campinas, [•] de [•] de 2005

[Banco]  
[Agência]  
At: [Gerente]  
[Endereço]

CÓPIA P/:  
[Agente Fiduciário]  
[Endereço]

Ref: Conta No. [•] (a "Conta de Arrecadação")

Prezados Senhores,

1. No âmbito do seu processo de reestruturação financeira, a Elektro realizará uma emissão de debêntures sob a coordenação do Banco Itaú BBA S.A., de acordo com os termos e condições definidos na Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Escritura de Debêntures") celebrada em 14 de setembro de 2005, conforme aditada, entre a Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Elektro") e a Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., agente fiduciário representando a conjunção dos debenturistas ("Agente Fiduciário").

2. A fim de garantir as obrigações assumidas pela Elektro na Escritura de Debêntures, foi celebrado o Contrato de Cessão Fiduciária em Garantia e Outras Avenças ("Contrato de Cessão") datado de 10 de outubro de 2005, entre a Elektro, na qualidade de devedora, o Agente Fiduciário, na qualidade de credor fiduciário, e o Banco Itaú S.A., na qualidade de depositário e custodiante dos direitos cedidos, tendo por objeto a cessão fiduciária em garantia de determinados direitos creditórios da Elektro, incluindo os direitos relativos aos recursos mantidos em depósito nas contas de arrecadação das instituições designadas no Contrato de Cessão.

3. Desta forma, como V.Sas. são uma das instituições que integram a rede de arrecadação da Elektro designada no Contrato de Cessão, vimos, por meio desta, notificá-los da cessão fiduciária em garantia prevista no Contrato de Cessão e instruir V.Sas. em caráter irrevogável e irretirável, para que transfiram diariamente toda e qualquer quantia existente ou a ser depositada na Conta de Arrecadação, observado o prazo de repasse previsto no Contrato de Arrecadação firmado entre [agente] e Elektro em [•], conforme aditado, para a conta corrente nº. [•], por nós





mantida no Banco Itaú S.A., agência [...], adotando para tal fim o procedimento mais rápido de transferência de recursos entre instituições financeiras praticado à época no mercado. A referida instrução para transferência de recursos entrará em vigor a partir do dia em que a notificação encaminhada a V.Sas. em 04 de julho de 2005 tenha sido expressamente revogada.

4. A presente notificação e as instruções aqui contidas são irrevogáveis e não poderão ser modificadas ou canceladas sem o consentimento expresso do Agente Fiduciário, até que todas as obrigações da Elektro de acordo com a Escritura de Debêntures tenham sido integralmente quitadas. Em decorrência da cessão fiduciária em garantia prevista acima, o contrato de abertura de conta corrente relativo à Conta de Arrecadação e o Contrato de Arrecadação não poderão ser alterados pela Elektro, sem o consentimento prévio por escrito do Agente Fiduciário. Da mesma forma, até a quitação integral de todas as obrigações da Elektro previstas na Estrutura de Debêntures e no Contrato de Cessão, a Conta de Arrecadação não poderá ser alterada ou encerrada, sem o consentimento prévio por escrito do Agente Fiduciário.

5. Ressaltamos, por fim, que em virtude do artigo 66-B da Lei n.º 4.728/65, com redação dada pelo artigo 55 da Lei n.º 10.931/04, V.Sas. não poderão compensar valores, bem como gravar ou exercer qualquer direito de crédito com relação aos direitos cedidos fiduciariamente em garantia ao Agente Fiduciário, nos termos do Contrato de Cessão.

Solicitamos assinar esta carta para confirmar sua concordância com as instruções contidas na presente, bem como sua aceitação a seus termos.

Atenciosamente,

Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

Por: \_\_\_\_\_

Cargo: \_\_\_\_\_

Ciência e concordância do Banco:

Confirmamos nossa expressa concordância com os termos da presente correspondência, os quais serão por nós integralmente observados e cumpridos.

[Local e Data]

Banco: \_\_\_\_\_

Por: \_\_\_\_\_

Cargo: \_\_\_\_\_



*[Handwritten signature]*

24

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

24

**ANEXO IV AO CONTRATO  
DE CESSÃO FIDUCIÁRIA EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS**

**PROCEDIMENTOS DE CÁLCULO DO  
VALOR MENSAL MÍNIMO DA GARANTIA**

1. Critérios de apuração do Índice de Referência para o IGP-M, para fins de apuração do Valor Mensal Mínimo da Garantia necessário ao pagamento do Rendimento da Primeira Série de Debêntures (sem prejuízo de eventuais ajustes necessários nos termos da Cláusula 4.2.7):

- (i) No primeiro mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 1/6 (um sexto) do Rendimento "projetado" da Primeira Série de Debêntures), será utilizado o IGP-M Projetado para 12 Meses, que seja resultado da seguinte equação:

$\text{IGP-M Projetado para 12 Meses} = \text{IGP-M 1} \times \text{IGP-M 2}$ , sendo que:

IGP-M 1 = Fator acumulado do IGP-M oficial acumulado do período de 6 (seis) meses imediatamente anterior ao primeiro mês de cada Período de Retenção, calculado de forma exponencial

IGP-M 2 = Fator acumulado, utilizando o IGP-M oficial do mês imediatamente anterior ao início de cada Período de Retenção repetido pelo período de 6 (seis) meses, calculado de forma exponencial

- (ii) No segundo mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 2/6 (dois sextos) do Rendimento "projetado" da Primeira Série de Debêntures), será utilizado o IGP-M Projetado para 12 meses, que seja resultado da seguinte equação:

$\text{IGP-M Projetado para 12 meses} = \text{IGP-M 3} \times \text{IGP-M 4}$ , sendo que:

IGP-M 3 = Fator acumulado do IGP-M oficial acumulado do período de 7 (sete) meses imediatamente anterior ao segundo mês de cada Período de Retenção, calculado de forma exponencial

IGP-M 4 = Fator acumulado, utilizando o IGP-M oficial do mês imediatamente anterior ao segundo mês de cada Período de Retenção repetido pelo período de 5 (cinco) meses, calculado de forma exponencial

- (iii) No terceiro mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 3/6 (três sextos) do Rendimento "projetado" da Primeira Série de Debêntures), será utilizado o IGP-M Projetado para 12 Meses, que seja resultado da seguinte equação:

$\text{IGP-M Projetado para 12 Meses} = \text{IGP-M 5} \times \text{IGP-M 6}$ , sendo que:

IGP-M 5 = Fator acumulado do IGP-M oficial acumulado do período de 8 (oito) meses imediatamente anterior ao terceiro mês de cada Período de Retenção, calculado de forma exponencial



23

23

IGP-M 6 = Fator acumulado, utilizando o IGP-M oficial do mês imediatamente anterior ao terceiro mês de cada Período de Retenção repetido pelo período de 4 (quatro) meses, calculado de forma exponencial

- (iv) No quarto mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 4/6 (quatro sextos) do Rendimento "projetado" da Primeira Série de Debêntures), será utilizado o IGP-M Projetado para 12 Meses, que seja resultado da seguinte equação:

IGP-M Projetado para 12 Meses = IGP-M 7 x IGP-M 8, sendo que:

IGP-M 7 = Fator acumulado do IGP-M oficial acumulado do período de 9 (nove) meses imediatamente anterior ao quarto mês de cada Período de Retenção, calculado de forma exponencial

IGP-M 8 = Fator acumulado, utilizando o IGP-M oficial do mês imediatamente anterior ao quarto mês de cada Período de Retenção repetido pelo período de 3 (três) meses, calculado de forma exponencial

- (v) No quinto mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 5/6 (cinco sextos) do Rendimento "projetado" da Primeira Série de Debêntures), será utilizado o IGP-M Projetado para 12 Meses, que seja resultado da seguinte equação:

IGP-M Projetado para 12 Meses = IGP-M 9 x IGP-M 10, sendo que:

IGP-M 9 = Fator acumulado do IGP-M oficial acumulado do período de 10 (dez) meses imediatamente anterior ao quinto mês de cada Período de Retenção, calculado de forma exponencial

IGP-M 10 = Fator acumulado, utilizando o IGP-M oficial do mês imediatamente anterior ao quinto mês de cada Período de Retenção repetido pelo período de 2 (dois) meses, calculado de forma exponencial

- (vi) No sexto mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 6/6 (seis sextos) do Rendimento "projetado" da Primeira Série de Debêntures), será utilizado o IGP-M Projetado para 12 Meses, que seja resultado da seguinte equação:

IGP-M Projetado para 12 Meses = IGP-M 11 x IGP-M 12, sendo que:

IGP-M 11 = Fator acumulado do IGP-M oficial acumulado do período de 11 (onze) meses imediatamente anterior ao sexto mês de cada Período de Retenção, calculado de forma exponencial

IGP-M 12 = Fator do IGP-M oficial do mês imediatamente anterior ao sexto mês de cada Período de Retenção repetido pelo período de 1 (um) mês.

Observações: Na hipótese de deflação, esta não será considerada para os Índices de Referência IGP-M 2, IGP-M 4, IGP-M 6, IGP-M 8, IGP-M 10, IGP-M 12, conforme definidos acima, da Primeira Série de Debêntures. Neste caso, será levado em conta somente o fator acumulado do IGP-M oficial (IGP-M 1, IGP-M 3, IGP-M 5, IGP-M 7, IGP-M 9, IGP-M 11) para fins de cálculo da retenção do Valor Mensal Mínimo da Garantia relativamente à Primeira Série de Debêntures.



II. Critérios de apuração do Índice de Referência para a Taxa DI, para fins de apuração do Valor Mensal Mínimo da Garantia necessário ao pagamento do Rendimento da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures (sem prejuízo de eventuais ajustes necessários nos termos da Cláusula 4.2.7):

- (i) No primeiro mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 1/6 (um sexto) do Rendimento "projetado" da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures), será utilizada a Média Aritmética da Taxa DI calculada da seguinte forma:

Média Aritmética da Taxa DI - Fator acumulado, utilizando a média aritmética da Taxa DI dos 5 (cinco) dias úteis imediatamente anteriores ao primeiro mês de cada Período de Retenção repetida por 6 (seis) meses, calculada de forma exponencial.

- (ii) No segundo mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 2/6 (dois sextos) do Rendimento "projetado" da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures), será utilizado o resultado da seguinte equação:

Média Aritmética da Taxa DI x Taxa DI (n-1), onde:

Média Aritmética da Taxa DI - Fator acumulado, utilizando a média aritmética da Taxa DI dos 5 (cinco) dias úteis imediatamente anteriores ao segundo mês de cada Período de Retenção repetida por 5 (cinco) meses, calculada de forma exponencial.

Taxa DI (n-1) - Fator acumulado da Taxa DI oficial do mês imediatamente anterior ao segundo mês de cada Período de Retenção

- (iii) No terceiro mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 3/6 (três sextos) do Rendimento "projetado" da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures), será utilizado o resultado da seguinte equação:

Média Aritmética da Taxa DI x Taxa DI (n-1), onde:

Média Aritmética da Taxa DI - Fator acumulado, utilizando a média aritmética da Taxa DI dos 5 (cinco) dias úteis imediatamente anteriores ao terceiro mês de cada Período de Retenção repetida por 4 (quatro) meses, calculada de forma exponencial.

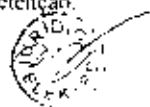
Taxa DI (n-1) - Fator acumulado da Taxa DI oficial do período de 2 (dois) meses imediatamente anterior ao terceiro mês de cada Período de Retenção.

- (iv) No quarto mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 4/6 (quatro sextos) do Rendimento "projetado" da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures), será utilizado o resultado da seguinte equação:

Média Aritmética da Taxa DI x Taxa DI (n-1), onde:

Média Aritmética da Taxa DI - Fator acumulado, utilizando a média aritmética da Taxa DI dos 5 (cinco) dias úteis imediatamente anteriores ao quarto mês de cada Período de Retenção repetida por 3 (três) meses, calculada de forma exponencial.

Taxa DI (n-1) - Fator acumulado da Taxa DI oficial do período de 3 (três) meses imediatamente anterior ao quarto mês de cada Período de Retenção.



17

- (v) No quinto mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 5/6 (cinco sextos) do Rendimento "projetado" da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures), será utilizado o resultado da seguinte equação:

Média Aritmética da Taxa DI x Taxa DI (n-1), onde:

Média Aritmética da Taxa DI = Fator acumulado, utilizando a média aritmética da Taxa DI dos 5 (cinco) dias úteis imediatamente anteriores ao quinto mês de cada Período de Retenção repetida por 2 (dois) meses, calculada de forma exponencial.

Taxa DI (n-1) = Fator acumulado da Taxa DI oficial do período de 4 (quatro) meses imediatamente anterior ao quinto mês de cada Período de Retenção.

- (vi) No sexto mês de cada Período de Retenção (quando deverá ser calculado 6/6 (seis sextos) do Rendimento "projetado" da Segunda Série de Debêntures e da Terceira Série de Debêntures), será utilizado o resultado da seguinte equação:

Média Aritmética da Taxa DI x Taxa DI (n-1), onde:

Média Aritmética da Taxa DI = Fator acumulado, utilizando a média aritmética da Taxa DI dos 5 (cinco) dias úteis imediatamente anteriores ao sexto mês de cada Período de Retenção repetida por 1 (um) mês.

Taxa DI (n-1) = Fator acumulado da Taxa DI oficial do período de 5 (cinco) meses imediatamente anterior ao sexto mês de cada Período de Retenção.



28

28

**ANEXO V AO CONTRATO  
DE CESSÃO FIDUCIÁRIA EM GARANTIA E OUTRAS AVENÇAS**

**MODELO DE NOTIFICAÇÃO AO PODER CONCEDENTE**

[local], [...] de [...] de 200[•]

À Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL,

A.c.: [•]

Cópia para:

[•]

Ref.: Cessão Fiduciária dos Créditos oriundos de indenização

Prezados Senhores,

1. Fazemos referência ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica n.º 187/98 celebrado entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ("Poder Concedente"), e a Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Elektro") em 27 de agosto de 1998, e seus posteriores aditamentos ("Contrato de Concessão"), tendo por objeto a exploração dos serviços públicos de distribuição e de geração de energia elétrica objeto das concessões de que é titular a Elektro, discriminadas nos anexos I, II e III do Contrato de Concessão, bem como a autorização outorgada pelo Poder Concedente em \_\_\_\_\_, com relação à emissão de debêntures e constituição de garantias previstas nos itens 2 e 3 abaixo.

2. No âmbito do seu processo de reestruturação financeira, a Elektro realizará uma emissão de debêntures sob a coordenação do Banco Itaú BBA S.A., de acordo com os termos e condições definidos na Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples Quirografárias, com Garantia Adicional, Não Conversíveis em Ações, da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., celebrada em [•] entre a Elektro e a Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Agente Fiduciário"), representando a comunidade dos debenturistas ("Escritura de Debêntures").

3. A fim de garantir o cumprimento de suas obrigações assumidas na Escritura de Debêntures, a Elektro cedeu fiduciariamente em garantia, em caráter irrevogável e irretratável, os direitos a quaisquer pagamentos de indenização por parte de V.Sas., nos casos de extinção do Contrato de Concessão ("Indenização do Poder Concedente").

4. Para fins do disposto no artigo 19 da Lei n.º 9.514/97, ficam V.Sas. neste ato devidamente notificados da cessão fiduciária de crédito referida acima.



Handwritten signatures and initials.

6º OFICIAL DE REGISTRO DE  
TÍTULOS E DOCUMENTOS  
Microfilme nº 1299233

Cart. Reg. Tit. Docs/Comp. 135  
Microfilme 166465

5. Desta forma, solicitamos que os eventuais pagamentos a que tenhamos direito na hipótese de Indenização do Poder Concedente, sejam efetuados conforme instruções dadas pelo Agente Fiduciário, representando a comunhão dos debenturistas.

Colocamo-nos à disposição de V.Sas. para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

**Elektro Eletricidade e Serviços S.A.**

\_\_\_\_\_  
[nome]  
[cargo]

De acordo;

**Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**

\_\_\_\_\_  
Nome:

Cargo:



---

Súmula de Classificação de Risco das Debêntures (*Rating*)



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**Standard & Poor's atribui rating 'brA+' à 2ª emissão de debêntures da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.**

Analistas: Marcelo Costa, São Paulo (55) 11-5501-8955, marcelo\_costa@standardandpoors.com; Milena Zaniboni, São Paulo (55) 11-5501-8945, milena\_zaniboni@standardandpoors.com

São Paulo, 23 de agosto de 2005 (Standard & Poor's) — A Standard & Poor's Ratings Services atribuiu hoje o rating 'brA+' à 2ª emissão de debêntures a ser realizada pela Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (Elektro), no montante de R\$ 750 milhões, com vencimento final em 2011. As debêntures serão escriturais, não-conversíveis, quirografárias, com garantia adicional de cessão fiduciária sobre os direitos de crédito perante duas instituições financeiras apontadas pelo emissor ("direitos de crédito cedidos"). Essas instituições fazem parte da sua rede de arrecadação de receitas. Ao mesmo tempo, o rating de crédito corporativo 'brA' na Escala Nacional Brasil foi reafirmado. A perspectiva do rating de crédito corporativo é estável.

O rating atribuído às debêntures da Elektro está um degrau acima do seu rating de crédito corporativo para refletir a forte perspectiva de recuperação da totalidade da dívida, o que abrange o valor do principal e dos juros devidos, mediante uma potencial situação de não-pagamento (*default*). Ou seja, ainda que a probabilidade de *default* dessas debêntures seja a mesma daquela implícita no rating de crédito corporativo, o rating das debêntures incorpora a expectativa de que os debenturistas poderão recuperar num prazo relativamente curto (inferior a 24 meses), 100% do principal e dos juros, caso houvesse um evento de *default* e aceleração dessa dívida. Os direitos de crédito cedidos são parte da arrecadação mensal da empresa originada das suas milhares de unidades consumidoras das classes residencial, comercial, industrial, rural e outras.

A expectativa de uma recuperação de 100% da dívida, e efetuada num período de tempo razoável, é basicamente amparada pela garantia adicional concedida às debêntures por intermédio da cessão fiduciária sobre os direitos de crédito dos recebíveis perante duas instituições financeiras que fazem parte da sua rede de arrecadação de receitas, com a obrigação da Elektro em disponibilizar um fluxo mensal mínimo de R\$ 60 milhões transitando por essas contas; bem como pela cessão fiduciária sobre os recursos financeiros de uma eventual indenização a ser paga pelo poder concedente, na hipótese da extinção do Contrato de Concessão.

A Standard & Poor's entende que o instrumento cessão fiduciária é capaz de assegurar uma segregação desses fluxos, mesmo no advento de uma recuperação da Elektro à luz da nova lei de falências brasileira. Isso quer dizer que, caso a Elektro enfrentasse um processo de reorganização judicial ou extrajudicial, os direitos de crédito cedidos estariam fora desse processo, visto que seriam caracterizados como créditos "extra-concursais". Os debenturistas apenas correriam o risco de se tornarem credores quirografários caso a Elektro enfrentasse um processo de liquidação e, se no momento em que isso ocorresse, o saldo devedor das debêntures fosse maior que o volume de recursos depositados nesses dois bancos. Por outro lado, no caso de uma potencial extinção antecipada da concessão, os debenturistas teriam direito a 100% dos recursos financeiros advindos de uma indenização a ser paga pelo poder concedente.

Os ratings da Elektro refletem a forte melhora financeira a ser demonstrada em seus números em consequência da ampla reorganização financeira da empresa anunciada no final de junho de 2005 e que deverá ser concluída até outubro deste ano. Essa reorganização financeira compreende a capitalização efetuada em julho de 2005 de cerca de US\$450 milhões de dívidas com acionistas controladores e partes relacionadas, além da emissão destas debêntures, cujos recursos servirão para liquidar dívidas denominadas em moeda estrangeira. Os ratings também incorporam que a empresa adotará uma política financeira cautelosa, principalmente a fim de evitar uma alta alavancagem.

Por outro lado, os ratings são limitados pela atual estrutura acionária da Prisma Energy International (grupo que a Elektro pertence), a qual será modificada com a transferência das ações da Prisma para os credores envolvidos no processo de *Chapter 11* da Enron Corp., gerando alguma incerteza com relação à estratégia de longo prazo envolvendo a Prisma e a Elektro. Ademais, a empresa adotará uma distribuição de dividendos agressiva de agora em diante, e continuará exposta ao novo ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, o qual vem sendo implementado gradualmente de forma satisfatória e sem maiores incidentes.

Apesar da agressiva distribuição de dividendos incorporada em nossas projeções, a redução de aproximadamente US\$564 milhões no total da dívida da empresa, entre a conversão de capital e amortizações, deverá permitir à Elektro reportar já em 2005, indicadores de crédito de estrutura de capital e de geração de caixa nos seguintes níveis: i) dívida bruta total sobre EBITDA de cerca de 1,5x; ii) dívida bruta total sobre capitalização total em torno de 45%; iii) geração interna de caixa (*Funds From Operations/FFO*) sobre dívida bruta total de quase 35% e cobertura de juros pelo FFO de 3x.

Por ser uma concessionária de distribuição de energia elétrica operando em um setor regulado, a Elektro está sujeita a uma série de regulamentações previstas no contrato de concessão que visa proteger seu equilíbrio econômico-financeiro, configurando-se numa proteção regulatória. Em nossa visão, essa proteção regulatória não se configura em uma garantia de solvência ou adimplência de nenhuma empresa, porém tais salvaguardas têm como objetivo oferecer incentivos para a manutenção adequada das operações de concessão. A ANEEL, como o órgão regulador do setor elétrico, tem poder para criar resoluções e decretos que atendam a esse fim. Em havendo descumprimento por parte das empresas a essa regulamentação, no limite, a ANEEL tem o poder de revogar a concessão de tal empresa, a depender da gravidade e extensão de tais descumprimentos. No caso da Elektro, essa proteção regulatória é um fator que ajuda a separar, ainda que parcialmente, a empresa no Brasil da sua matriz em processo de reorganização societária (*Chapter 11*) nos Estados Unidos.

A Elektro é a 7ª maior empresa distribuidora de energia do Brasil, que opera em quatro regiões não contíguas, principalmente próximas às divisas do Estado de São Paulo. É a 3ª maior empresa que opera no Estado de São Paulo. A Elektro possui a concessão para distribuir energia até 2028, tendo hoje cerca de 1,9 milhão de clientes em 228 municípios e que representam aproximadamente 6 milhões de habitantes. Em 2004, a empresa distribuiu 9.870 GWh e gerou um EBITDA de R\$ 588 milhões. Os indicadores operacionais da Elektro refletem uma situação altamente balanceada, apresentando DEC (duração das interrupções) de cerca de 9,35; FEC (frequência de interrupções) de 7,08 e nível de perdas comerciais de energia de 7,1%, índices estes que são inferiores à média apresentada pelo mercado de distribuição de energia no Brasil.

### Fatores de Curto Prazo/Liquidez

Em junho 2005, a dívida total da Elektro somava R\$ 2 bilhões, sendo que R\$ 164,5 milhões referia-se à dívida bancária de curto prazo. As reservas de caixa da empresa eram de R\$ 298 milhões no mesmo período, montante este mais do que suficiente para honrar a dívida bancária de curto prazo. Além disso, a empresa já converteu em capital R\$ 1,1 bilhão em dívidas com partes relacionadas e acionistas controladores, e substituirá os US\$213 milhões de uma das dívidas com partes relacionadas por essa emissão de debêntures no valor de R\$ 750 milhões, dentro de um cronograma de amortização confortável (vencimentos em 2009, 2010 e 2011) e sem exposição às volatilidades da cotação da moeda estrangeira. Em função dessa reorganização financeira e da forte geração de caixa da empresa (FOCF/fluxo de caixa operacional livre de R\$ 150 milhões no primeiro semestre de 2005), esperamos que, no mínimo, a Elektro mantenha pelos próximos dois anos um nível de caixa suficiente para cobrir seu endividamento de curto prazo, apresentando indicadores de: i) endividamento de curto prazo menor que 15% do total da dívida nos próximos dois anos; ii) dívida total bruta sobre o EBITDA de cerca de 1,5x e de FFO sobre endividamento bruto entre 30% e 35%.

### Perspectiva

A perspectiva estável do rating de crédito corporativo reflete a expectativa de que, apesar da distribuição agressiva de dividendos da Elektro de agora em diante, a empresa adotará uma política financeira prudente, conservará o desempenho operacional acima da média com margens de EBITDA em torno de 30%, e fortes índices financeiros, como FFO sobre endividamento bruto total de cerca de 35%; dívida bruta total/capitalização total inferior a 50%; endividamento bruto total sobre EBITDA menor que 1,75x e cobertura de juros pelo FFO de cerca de 3x.

Uma perspectiva positiva poderia ser analisada se, após as ações da Prisma serem distribuídas aos credores da Enron Corp., a estratégia de longo prazo a ser definida para a Prisma e para a Elektro promover a manutenção dos indicadores financeiros da empresa nos patamares que estamos projetando. Por outro lado, caso a Elektro venha a sofrer pressões para transferir recursos para a Prisma ou qualquer empresa afiliada, de forma a prejudicar as expectativas de sustentação dos indicadores financeiros acima mencionados, então a perspectiva poderia ser revisada para negativa, ou talvez o rating ser rebaixado para "brA-".

É importante ressaltar que caso o rating de crédito corporativo da Elektro seja rebaixado ou elevado, o rating atribuído a essas debêntures também se alteraria mantendo a mesma relação de um degrau acima, salvo se alguma premissa modificar essa relação no futuro.

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 completude 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 normalmente 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](http://www.standardandpoors.com/usratingsfees).

*The McGraw-Hill Companies*

## Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

Analista: Marcelo Costa, São Paulo (55) 11-5501-8955, marcelo\_costa@standardandpoors.com;

Rating de crédito  
corporativo

Escala Nacional Brasileira:  
"AA/Estável"

Debêntures

Valor: R\$ 750 milhões

Vencimento: Dezembro de  
2011

Rating de emissão na Escala  
Nacional Brasileira: "AA"

### Vencimentos das dívidas com a reorganização financeira e emissão de debêntures

Ano	Terceiros	Novas Debêntures	Empréstimos com partes relacionadas	Total
2005	230.894	0	0	230.894
2006	96.127	0	0	96.127
2007	55.244	0	46.896	102.140
2008	4.932	0	0	4.932
2009	0	266.669	0	266.669
2010	0	297.480	0	297.480
2011	0	279.765	0	279.765
2012 em diante	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>396.197</b>	<b>545.914</b>	<b>46.896</b>	<b>1.289.007</b>

### Fundamentos

O rating de crédito corporativo atribuído à Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (Elektro) reflete principalmente a forte melhora a ser verificada nos números da empresa decorrente de sua ampla reorganização financeira anunciada no final de junho de 2004 e que deverá ser concluída até outubro deste ano. Essa reorganização financeira compreende a capitalização — já ocorrida — de cerca de US\$450 milhões de dívidas com acionistas controladores e partes relacionadas, mais a colocação de debêntures no montante de R\$ 750 milhões que servirá para liquidar dívidas denominadas em moeda estrangeira; o que se soma à reestruturação acionária realizada em setembro de 2004, a qual transferiu as ações da Elektro para o controle da Prisma Energy International Inc. (Prisma). O rating também incorpora que a empresa adotará uma política financeira cautelosa, principalmente a fim de evitar uma alta alavancagem. Apesar de a Elektro ainda ter seu controle em última instância vinculado à Enron Corp., a qual se encontra em processo de execução do plano aprovado durante o processo de reorganização societária com base no capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos (*Chapter 11*), o qual foi iniciado em 2001, esse processo não tem afetado o perfil financeiro da Elektro nem sua geração de caixa, porém prejudicou seu acesso a crédito. A empresa tem mantido seu programa de investimentos e seus indicadores operacionais permanecem acima da média em relação aos de outras distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Mesmo historicamente alavancada e possuindo cerca de 86% de sua dívida total com os acionistas controladores e partes relacionadas, a geração de caixa da Elektro desde 2001 tem sido preservada, fato revelado pelo seu acúmulo de reservas de caixa, por sua inclusão na mesma estratégia que criou a Prisma e pela significativa conversão de dívidas em capital ocorrida ao final de julho deste ano.

Por outro lado, o rating é limitado pela atual estrutura acionária da Prisma (grupo que a Elektro pertence), a qual será modificada com a transferência das ações da Prisma para os credores envolvidos no processo do *Chapter 11*, gerando alguma incerteza com relação à estratégia de longo prazo envolvendo a Prisma e a Elektro. Ademais, a Elektro adotará uma distribuição de dividendos agressiva de agora em diante e continua exposta ao novo ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, o qual vem sendo implementado gradualmente de forma satisfatória e sem maiores incidentes.

Embora esperemos que a Elektro apresente uma distribuição de dividendos agressiva a partir de 2006 (próxima a 100% de seu lucro líquido), a conclusão de sua reorganização financeira em fase de implementação deverá lhe propiciar os seguintes benefícios:

- Significativa desalavancagem, visto que cerca de 45% de sua dívida total com base no exercício fiscal de 2004 (cerca de US\$450 milhões), ou 53% de seu endividamento total com os acionistas controladores e com partes relacionadas foram convertidos em capital. Além disso, como um componente dessa reorganização financeira, a Elektro também reduzirá seu volume de dívida total (cerca de 12% do total) com a liquidação de US\$114 milhões de dívidas também com partes relacionadas;
- Quase inexistência de dívidas denominadas em moeda estrangeira após essa ampla reorganização financeira, pois grande parte dessas dívidas foi convertida em capital, enquanto outra parte será integralmente paga aos credores e substituída pela emissão de debêntures no montante de R\$ 750 milhões em moeda local;
- Perfil suave de amortização de dívida de 2005 em diante, considerando-se a nova estrutura de dívida com a colocação das debêntures;
- Melhora geral da flexibilidade financeira da empresa derivada da manutenção de uma política financeira prudente – apesar de que essa flexibilidade ainda deverá ser completamente testada após a total implementação dessa reorganização financeira. Ainda, o fortalecimento da estrutura financeira da empresa também propiciará maior facilidade na análise dos demonstrativos contábeis em razão do fim das elevadas dívidas com acionistas controladores e partes relacionadas, além de também melhorar a percepção do mercado em última instância.

Apesar da agressiva distribuição de dividendos incorporada em nossas projeções, a redução de aproximadamente US\$564 milhões no total de dívida da empresa, entre a conversão de capital e amortizações, deverá permitir à Elektro reportar já em 2005, indicadores de crédito, tanto de estrutura de capital quanto de geração de caixa de: i) dívida bruta total sobre EBITDA de cerca de 1,5x; ii) dívida bruta total sobre capitalização total em torno de 45%; iii) geração interna de caixa (*Funds From Operations/FFO*) sobre dívida bruta total de quase 35%; e cobertura de juros pelo FFO de 3x.

A Prisma Energy International Inc. controla indiretamente a Elektro, e é uma empresa criada durante o processo de *Chapter 11* da Enron Corp. nos Estados Unidos com o objetivo de separar alguns negócios internacionais financeiramente saudáveis, de forma que suas ações sejam depois distribuídas para os credores da Enron envolvidos no *Chapter 11* (o que poderá acontecer até o fim de 2006, entre outras opções). O plano de reorganização financeira da Elektro foi também estabelecido durante esse período e abrange o seguinte:

- Capitalização de cerca de US\$450 milhões, por meio da conversão de dívidas com os acionistas controladores e partes relacionadas;
- Pagamento de cerca de US\$114 milhões de juros diferidos sobre algumas dessas dívidas com partes relacionadas;
- Emissão de debêntures no valor de R\$ 750 milhões para amortizar uma transação com partes relacionadas denominada em dólar que totaliza US\$213 milhões, bem como recompor reservas de caixa.

Por ser uma concessionária de distribuição de energia elétrica operando em um setor regulado, a Elektro está sujeita a uma série de regulamentações previstas no contrato de concessão que visa proteger seu equilíbrio econômico-financeiro, o que se configura numa proteção regulatória. Na visão da Standard & Poor's, essa proteção regulatória não se configura em uma garantia de solvência ou adimplência de nenhuma empresa, porém tais salvaguardas visam oferecer incentivos para a manutenção adequada das operações de concessão. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como o órgão regulador do setor elétrico, tem poder para criar resoluções e decretos que atendam a esse fim. Em havendo descumprimento por parte das empresas a essa regulamentação, no limite, a ANEEL tem o poder de revogar a concessão de tal empresa, a depender da gravidade e extensão de tais descumprimentos. No caso da Elektro, essa proteção regulatória é um fator que ajudou a separar, ainda que parcialmente, a empresa no Brasil da sua matriz em processo de reorganização societária (*Chapter 11*) nos Estados Unidos.

A Elektro é a 7ª maior empresa distribuidora de energia do Brasil, que opera em quatro regiões não contíguas, principalmente próximas às divisas do Estado de São Paulo. É a 3ª maior empresa que opera no Estado de São Paulo, o mais desenvolvido do País. A Elektro possui a concessão para distribuir energia até 2028, tendo hoje cerca de 1,9 milhão de clientes em 228 municípios, cuja população é de aproximadamente 6 milhões de habitantes. Em 2004, a empresa distribuiu 9.870GWh e gerou um EBITDA de R\$ 588 milhões. Os indicadores operacionais da Elektro refletem uma situação altamente balanceada, apresentando DEC (duração das interrupções) de cerca de 9,35; FEC (frequência de interrupções) de 7,08 e nível de perdas comerciais de energia de 7,1%, índices estes que são melhores que a média apresentada pelo mercado de distribuição de energia no Brasil.

### **Fatores de Curto Prazo/Liquidez**

Em junho 2005, a dívida total da Elektro somava R\$ 2 bilhões, sendo que R\$ 164,5 milhões referia-se à dívida bancária de curto prazo. As reservas de caixa da empresa eram de R\$ 298 milhões no mesmo período, montante este mais do que suficiente para honrar a dívida bancária de curto prazo. Além disso, a empresa já converteu em capital R\$ 1,1 bilhão em dívidas com partes relacionadas e acionistas controladores, e substituirá os US\$213 milhões de uma das dívidas com partes relacionadas pela emissão de debêntures no valor de R\$ 750 milhões, dentro de um cronograma de amortização confortável (vencimentos em 2009, 2010 e 2011) e sem exposição às volatilidades da cotação da moeda estrangeira. Em função dessa reorganização financeira e da forte geração de caixa da empresa (FOCF/fluxo de caixa operacional livre de R\$ 150 milhões no primeiro semestre de 2005), esperamos que, no mínimo, a Elektro mantenha pelos próximos dois anos um nível de caixa suficiente para cobrir seu endividamento de curto prazo, apresentando indicadores de: i) endividamento de curto prazo menor que 15% do total da dívida nos próximos dois anos; ii) dívida total bruta sobre o EBITDA de cerca de 1,5x e de FFO sobre endividamento bruto entre 30% e 35%.



### Perspectiva

A perspectiva estável do rating de crédito corporativo reflete a expectativa de que, apesar da distribuição agressiva de dividendos da Elektro, de agora em diante a empresa adotará uma política financeira prudente, conservará o desempenho operacional acima da média com margens de EBITDA em torno de 30%, e fortes índices financeiros, como FFO sobre endividamento bruto total de cerca de 35%, dívida bruta total/capitalização total inferior a 50%; endividamento bruto total sobre EBITDA menor que 1,75x e cobertura do juro pelo FFO de cerca de 3x.

Uma perspectiva positiva poderia ser analisada se depois que as ações da Prisma forem distribuídas para os credores da Enron Corp., a estratégia de longo prazo a ser definida para a Prisma e a Elektro promover a manutenção dos indicadores financeiros nos patamares que estamos projetando. Por outro lado, caso a Elektro venha a sofrer pressões para transferir recursos para a Prisma ou qualquer empresa afiliada, de forma a prejudicar as expectativas de sustentação de indicadores financeiros como acima mencionados, então a perspectiva poderia ser revisada para negativa, ou talvez o rating ser rebaixado para "brA-".

### Perfil de Risco do Negócio

#### Características Setoriais

O setor é regulado por um órgão do governo federal, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que é a responsável pela supervisão das concessões, emissão das normas e procedimentos para o setor e pela definição de tarifas. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela operação, planejamento e transmissão centralizada do sistema. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mercado atacadista de energia, supervisiona os contratos de compra no mercado regulado, determina e liquida os preços das transações no mercado à vista (*spot*). O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela outorga de concessões e pela macro-estratégia e planejamento do setor. Embora a outorga de concessões seja uma atribuição do MME, este pode optar por transferir essa responsabilidade à ANEEL.

Em 1995, o governo brasileiro iniciou a reestruturação do setor elétrico que, até aquele ano, era totalmente estatal. Desde então, praticamente todas as distribuidoras foram privatizadas, embora a maior parte dos ativos de geração ainda tenha continuado sob controle governamental (federal ou estadual). Houve um forte período de investimentos entre 1997 e 2000, mas os investidores se retraíram quando o ano de 2001 trouxe o racionamento de energia que afetou negativamente o setor elétrico com consequências até 2003. As incertezas regulatórias e a volatilidade macroeconômica mantiveram os investidores afastados do setor de energia pelo menos entre 2001 e 2004. Basicamente, nos últimos três anos, apenas as empresas eletro-intensivas investiram em nova capacidade de geração.

Para promover os investimentos e garantir retornos estáveis para os investidores, o MME decidiu reformular a política energética brasileira de longo prazo. Considerando-se as perspectivas de crescimento futuro do Brasil de agora em diante, a fim de evitar a escassez de energia daqui a quatro a cinco anos, o Brasil precisaria de investimentos significativos para aumentar sua capacidade de geração. Nesse sentido, estima-se que o País precise aumentar essa capacidade em aproximadamente 3.000 MW por ano apenas para atender o crescimento orgânico, a um custo atual previsto de cerca de

US\$5,7 bilhões.

Em 15 de março de 2004, o Congresso Brasileiro aprovou uma nova lei que altera as regras atuais do setor elétrico. O novo modelo deve estabelecer um ambiente operacional mais estável para as distribuidoras e geradoras, no qual os preços e a demanda de longo prazo sejam mais previsíveis – uma condição essencial para incentivar os investimentos e garantir um retorno justo e estável para os investidores. O novo modelo regulatório do setor elétrico brasileiro introduz o conceito de dois mercados diferentes para a comercialização de energia: o denominado de *pool*, no qual os preços e os contratos são regulados, e o ambiente competitivo. Essa lei definiu os princípios fundamentais do setor e as diretrizes para seu funcionamento, mas a regulamentação detalhada e as orientações de operação do sistema foram definidas em cinco decretos publicados posteriormente. A percepção geral do mercado sobre esse novo arcabouço regulatório é particularmente positiva.

As distribuidoras terão que negociar dentro do *pool* de energia atendendo a clientes cativos. Os preços de geração no *pool* serão ajustados anualmente por um índice de inflação (IPCA). Cada geradora vendendo no *pool* assinará um contrato de suprimento de energia com todas as distribuidoras dentro desse ambiente, o qual será proporcional à participação das distribuidoras no *pool*. Como as geradoras vão lidar com diferentes riscos de créditos das distribuidoras, o novo modelo permite uma garantia lastreada nos recebíveis das distribuidoras ou em fianças bancárias.

Por outro lado, no ambiente competitivo, as geradoras (produtores independentes de energia – PIEs – ou geradoras que operam concessões públicas) poderão vender energia a consumidores livres (em geral entidades que demandam mais de 3 MW médios por ano) e aos comercializadores de energia. É importante observar que as distribuidoras não podem adquirir energia no mercado competitivo, e que os clientes que optarem por se transformarem em consumidores livres não poderão adquirir energia no mercado regulado. Entretanto, as geradoras podem escolher por operar em ambos os ambientes (regulado ou competitivo), desde que ao venderem no *pool* observem as regras do mercado regulado.

Em 7 de dezembro de 2004, ocorreu o primeiro leilão de energia elétrica sob as regras do novo modelo para comercializar 17.000MW de energia elétrica existente. Essa energia será utilizada pelas distribuidoras para atender suas necessidades de energia nos anos de 2005, 2006 e 2007 por um prazo de oito anos. O preço da energia a ser entregue a partir de 2005 (R\$ 57,51 ou US\$23/MWh) ficou ligeiramente inferior àquele pago nos contratos iniciais, o que reflete a atual sobre-oferta de energia elétrica no Brasil. Contudo, à medida que o ano de entrega avança, os preços ficam mais elevados (R\$ 75,46 ou US\$30/MWh para 2007) comprovando o consumo de tal sobre-oferta. Um segundo leilão de energia existente ocorreu em 2 de abril de 2005 e contratou 1.325MW médios das necessidades de energia das distribuidoras a partir de 2008, a um preço médio inicial de R\$ 83,13 por MWh (US\$33/MWh). Uma nova rodada de leilão está agendada para outubro de 2005 para contratar as necessidades das distribuidoras a partir de 2009.

O interesse do mercado estará voltado aos preços indicativos da energia nova a serem obtidos nos leilões, os quais visam atrair novos investimentos em geração para expandir a capacidade instalada do País e, em última instância, confirmarão a sustentabilidade desse modelo.

### **Posição da Empresa**

A Elektro é a 7ª maior empresa distribuidora de energia do Brasil, que opera em quatro regiões não contíguas, principalmente próximas às divisas do

Estado de São Paulo. É a 3ª maior empresa que opera no Estado de São Paulo, o mais desenvolvido do País. A Elektro possui a concessão para distribuir energia até 2028, tendo hoje cerca de 1,9 milhão de clientes em 228 municípios, cujo número de habitantes é de aproximadamente 6 milhões. Em 2004, a empresa distribuiu 9.870GWh e gerou um EBITDA de R\$ 588 milhões.

A Elektro foi criada em janeiro de 1998, resultante da cisão dos ativos de distribuição da CESP - Companhia Energética de São Paulo (ratings em moedas local e estrangeira 'CCC/Negativa/--' e 'brCCC/Negativa/--' na Escala Nacional Brasil), sendo privatizada em julho daquele ano. A Enron Corp., por intermédio de sua empresa *holding* Terraço Participações, adquiriu em leilão 90% do capital votante da Elektro (46,62% do capital total) e no início de 1999 adquiriu da CESP e de seus funcionários uma participação adicional de 52,84% do capital total da Elektro. Em maio de 1999, as *sub-holdings* da Enron Corp. converteram US\$250 milhões de dívidas com partes relacionadas em ações da Elektro. Dessa forma, a participação da Enron no capital total da Elektro aumentou para 99,62% por meio de suas *sub-holdings*: EPC - Empresa Paranaense Comercial LTDA; Enron Investimentos Energéticos LTDA.; ETB - Energia Total do Brasil LTDA.

As ações da Elektro fazem parte do plano de reorganização societária da Enron, o qual já segrega três segmentos de negócios saudáveis daquela empresa envolvidos no processo do *Chapter 11*: a *Cross Country* que é uma empresa de gasodutos nos EUA; a *Portland General Electric* que é uma distribuidora de energia elétrica nos EUA; e a *Prisma Energy International* que agrupa ativos internacionais da Enron, incluindo a Elektro como uma das principais empresas. O controle da Prisma ainda é da Enron Corp. e faz parte do plano de reorganização desta última, mas a estratégia é que as ações da Prisma possam, entre outras alternativas, ser distribuídas aos credores da Enron provavelmente em 2006. Dessa forma, o controle da Elektro será, em última instância, também transferido para os credores. A inclusão da Elektro na Prisma Energy é uma indicação de interesse dos credores na preservação da posição financeira da empresa.

Embora a Elektro apresente sólidos indicadores de eficiência, o que revela sua operação adequada, e registre um dos menores níveis de perdas de energia no mercado, a flexibilidade financeira da empresa tornou-se bastante limitada no período compreendido entre dezembro de 2001 (quando iniciou o processo de *Chapter 11* da Enron Corp.) até 2004, ano em que os acionistas da Elektro (Prisma) aprovaram a ampla reorganização financeira que inclui a significativa capitalização da empresa por meio da conversão de suas dívidas com partes relacionadas. Entre o final de 2001 até o início de 2004, a Elektro conseguiu administrar suas necessidades de capital de giro e de investimentos, principalmente pelo adiamento de pagamentos dos juros e principal sobre os empréstimos com partes relacionadas.

### Fatores Competitivos

- Fluxo de receitas bastante estável originado de sua concessão exclusiva para distribuir energia em parte do Estado do São Paulo, o mais desenvolvido do Brasil;
- Excelente rentabilidade, estando acima da média das distribuidoras do Brasil;
- A qualidade de suas operações, o que se verifica por seus sólidos indicadores de eficiência, tais como DEC, FEC e nível de perdas de energia e prêmios outorgados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee);

- Cronograma confortável de amortização do novo perfil de endividamento, considerando-se a emissão de debêntures;
- Histórico positivo e estável de seus perfis de negócios e financeiro desde o início do processo de *Chapter 11* da Enron;
- Proteção regulatória, conforme comprovado nos últimos quatro anos, por se tratar de concessão de serviço público.

## Mercados

Receitas divididas por segmento	
Tipo de Cliente	%
Classe Residencial	37
Classe Industrial	24
Classe Comercial	15
Rural e governos	13
Outros	11

### Dados de junho de 2005

Um quarto das receitas da Elektro deriva de seus clientes da classe industrial. Embora haja o risco inerente de alguns deles se tornarem clientes livres, os consumidores da classe industrial ao se tornarem livres continuam pagando a "tarifa pelo uso do sistema de distribuição" (TUSD), o que compensa a queda de receitas causada por deixarem de comprar energia diretamente da Elektro. Em 2004, os clientes livres que a Elektro efetivamente perdeu correspondiam a um consumo de 1.100 MWh, o que equivale a cerca de 10% de seu volume vendido em 2003. Atualmente, a exposição total da Elektro aos potenciais clientes livres está em torno de 3% do volume total vendido. Além da cobrança da TUSD, a Elektro (assim como outras empresas do setor) pode reduzir seus contratos de compra de energia elétrica no mercado regulado (CCEAR) no mesmo percentual da redução de consumo ocasionado por seus clientes que se tornam livres; evitando assim que a empresa tenha um excesso de compra de energia em face dos menores volumes de vendas (também chamada *long position*). Em 2004, a Elektro obteve R\$ 100 milhões de receitas referentes à TUSD e a projeção para 2005 é de mais que o dobro desse valor.

A Elektro não enfrenta grandes problemas com relação à inadimplência, e o valor de suas contas vencidas acima de 90 dias é equivalente a somente quatro dias de vendas. A lei determina que os consumidores com um consumo mensal inferior a 250 KWh por mês podem se inscrever em um programa do governo federal chamado de "baixa renda", obtendo assim, um desconto de até 80% em sua conta de luz. Esses consumidores de baixa renda pagam sua parte e o valor remanescente é subsidiado pelo governo federal à distribuidora. Não temos conhecimento de problemas no recebimento desses pagamentos pelas distribuidoras.

O aumento total das tarifas da Elektro foi de 28,69% em agosto de 2003 durante sua revisão tarifária, mas somente o percentual de 20,25% foi repassado aos consumidores em 2003. O saldo remanescente foi igualmente dividido para ser aplicado nos três anos subsequentes. Nesse processo de revisão tarifária a ANEEL também estabelece um fator de produtividade chamado "fator X" que, para a Elektro, foi determinado em 3,53%. Esse fator é utilizado como um redutor no repasse da inflação para os reajustes anuais de tarifas. Em agosto de 2004, a empresa foi autorizada a reajustar suas tarifas

em 19,5%, índice que inclui uma parcela ciferda do ano anterior (5,1%). Em agosto de 2005, o reajuste médio foi de 5,29%.

### Operações

Tabela 1 - Estatísticas Operacionais da Elektro						
	# Exercício encerrado em 31 de dezembro #					
Descrição	2004	2003	2002	2001	2000	1999
Volume Vendido (GWh)	9.870	10.504	10.550	9.916	12.275	11.146
Classe Residência (%)	28,3	25,8	24,5	26,1	24,4	20,3
Classe Industrial (%)	39,3	44,4	46,7	45,7	41,7	43,2
Rural e Governos (%)	20,2	18,9	18,5	17,7	24,8	21,0
Classe Comércio (%)	12,2	10,9	10,3	10,5	9,1	9,5
Perdas de distribuição de energia (%)	7,06	7,7	7,02	6,16	6,33	6,58
FEC por cliente/ano	7,58	7,72	7,90	7,89	8,22	8,57
DEC por ano/cliente	9,35	9,83	9,56	9,56	9,86	0,41

Após a queda de 20% no volume vendido em 2001 em função do período de racionamento, as vendas cresceram 6,3% em 2002, estabilizaram-se em 2003 e voltaram a cair 6% em 2004. A falta de crescimento das vendas físicas em 2003 e a queda ocorrida em 2004 denotam simplesmente o movimento de migração de vários consumidores da classe industrial para o mercado livre. Acreditamos que até o final de 2005, a Elektro ainda registra queda em seu volume total de energia vendida, o que deve parar de ocorrer em 2006, visto que até lá a maioria dos grandes clientes já teria migrado para o mercado livre. Mesmo assim, esta não é uma tendência preocupante, visto que a empresa tem condições de preservar suas margens de rentabilidade fazendo uso da tarifa TUSD cobrada dos consumidores livres.

A Elektro adquire 30% de suas necessidades de energia de Itaipu, 21% por meio dos contratos iniciais com a AES Tietê, Duke Energy Paranapanema e a CESP, 42% por intermédio dos leilões no mercado regulado realizados no final de 2004 e 7% por contratos bilaterais. A Itaipu, maior hidrelétrica em operação do mundo, é um empreendimento binacional entre o Brasil e o Paraguai. A lei federal obriga que as 15 empresas de energia do sistema interligado da Região Sul/Sudeste/Centro-Oeste adquiram cotas-parte da energia de Itaipu até 2023. Conforme os regulamentos que regem o setor elétrico, de 2005 em diante, as empresas de distribuição somente comprarão energia por meio de leilões no mercado regulado. Por isso, até 2009, a aquisição de energia por meio de leilões regulados responderá por 75% da necessidade total da energia da Elektro.

O governo federal recentemente lançou o programa Luz para Todos (universalização da energia elétrica no País), que tem como objetivo levar energia elétrica a toda população brasileira até 2008. De modo geral, esse programa será patrocinado financeiramente pelo governo e pelas distribuidoras. A estratégia de financiamento desse programa é que o governo desembolse até 80% do valor da conexão e o restante será de responsabilidade das distribuidoras. Com base nessa estrutura, acreditamos que o comprometimento financeiro das distribuidoras com esse programa é relativamente baixo e o investimento deverá apresentar VPL (valor presente líquido) positivo.

### Rentabilidade/Comparações com os Pares

A Elektro é uma das distribuidoras de energia de maior rentabilidade operacional no Brasil. No primeiro semestre de 2005, sua margem EBITDA

atingiu quase 35%, o que significa um desempenho acima da média no Brasil, visto que as distribuidoras não são integradas verticalmente. Entre as empresas do setor elétrico brasileiro avaliadas pela Standard & Poor's, a rentabilidade da Elektro se compara somente a da Cosern, Caelba e ao Grupo Cataguazes. Em 2004, o EBITDA da Elektro cresceu 51,8% comparado ao ano anterior, principalmente em função do aumento nas tarifas que provocou um crescimento nas vendas líquidas da empresa de 15%, somado ao ritmo mais lento de aumento de custos e despesas (somente 4%). No primeiro semestre deste ano, o EBITDA aumentou 35% em comparação ao mesmo período em 2004, pelas mesmas razões acima mencionadas para o exercício de 2004.

Melhoras no EBITDA da empresa têm sido acompanhadas pelo crescimento do seu índice de cobertura de juros pelo EBITDA. No primeiro semestre de 2005, tal índice atingiu 3,71x, mostrando que vem progredindo desde 2002 quando o patamar foi de 1,56x. Para 2005, esperamos que o EBITDA da Elektro fique em torno de R\$ 700 milhões e a cobertura de juros pelo EBITDA seja de aproximadamente 3,8x.

## **Perfil de Risco Financeiro**

### **Contabilidade**

Os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico firmado entre o governo federal e as distribuidoras de energia elétrica, para compensá-las pelas perdas decorrentes do racionamento no período de 2001 e 2002, resultaram em diversos ajustes nas demonstrações financeiras das empresas do setor elétrico nos exercícios de 2001 e 2002. O acordo permitiu que as empresas reconhecessem como receita 100% das vendas de energia supostamente perdidas no período do racionamento, muito embora a compensação monetária tenha ocorrido apenas em 2002, quando as empresas receberam do BNDES um empréstimo de longo prazo, equivalente a 90% das receitas perdidas reconhecidas como vendas no exercício anterior. Esse empréstimo do BNDES é amortizado por meio de um aumento extraordinário nas tarifas de energia elétrica, que vigorará até que o empréstimo seja quitado. Para fins analíticos, a Standard & Poor's não alterou os ajustes de receita decorrentes desse Acordo nos demonstrativos de resultados de 2001 e 2002, mas excluiu as receitas não-caixa e as despesas relacionadas a esses ajustes do demonstrativo de fluxo de caixa de ambos os períodos. Por isso, o melhor indicador para se medir a geração de caixa da empresa para os exercícios de 2001 e 2002 é o "FFO".

De acordo com a Resolução Nº 444 da ANEEL de 26 de outubro de 2001, que instituiu o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, todas as concessionárias e empresas que operam concessões desse setor no Brasil devem estar em conformidade com essas diretrizes desde janeiro de 2002. Esse manual incorpora as práticas contábeis adotadas por entidades como: Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB/*International Accounting Standards Committee*), a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) do Brasil, o Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e o Instituto dos Auditores Independentes do Brasil (IBRACON).

### **Governança Corporativa/Tolerância a Risco/Políticas Financeiras**

Apesar do elevado nível histórico de endividamento da Elektro, 60% desse volume é devido a empresas afiliadas e acionistas da Enron Corp. (ações preferenciais). Pouco antes do processo de *Chapter 11* da Enron, a Elektro obteve a aprovação para adiar o pagamento de juros e principal sobre seus empréstimos com partes relacionadas, o que lhe garantiu flexibilidade financeira nos últimos três anos, mesmo não dispondo de linhas de crédito no

mercado nesse período. Além disso, a Elektro mostrou estar sujeita a aspectos de proteção regulatória suficientes para evitar uma potencial pressão de transferência de caixa para partes relacionadas.

Pelos números de junho de 2005, a empresa ainda apresenta grande exposição ao descasamento de moedas. Mais da metade de sua dívida total (principalmente aquelas com partes relacionadas) é denominada em dólares sem proteção de *hedge*. No entanto, considerando-se a ampla reorganização financeira que vem sendo implementada na empresa, essa exposição cambial acabará, pois a empresa no final de julho de 2005 converteu em capital 43% de suas dívidas denominadas em moeda estrangeira, e também amortizará totalmente a parcela remanescente com a emissão de debêntures em moeda local. Além disso, a capitalização por meio da conversão de dívidas com partes relacionadas provocará uma desalavancagem significativa na empresa, tornando-a comparável às empresas mais saudáveis financeiramente do setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, a Elektro está mudando seu perfil financeiro de uma posição altamente agressiva para uma política financeira mais prudente.

#### **Adequação de Fluxo de Caixa**

Mesmo com sua controladora envolvida no processo de *Chapter 11* desde dezembro de 2001 e seu alto nível de endividamento com as empresas afiliadas, a Elektro não sofreu nenhuma pressão de transferência de caixa para tais empresas afiliadas. Isso se deveu, em grande parte, à renegociação da Elektro com a Enron que aprovou o diferimento do pagamento de juros e principal sobre seus empréstimos com partes relacionadas, preservando assim a liquidez da subsidiária. Portanto, a Elektro não desembolsou nenhum valor referente a essas dívidas no período entre dezembro de 2001 a novembro de 2004. Em 2004, a Elektro retomou o pagamento de juros sobre esses empréstimos, conforme se evidenciou pela maior despesa com juros nesse ano, mas esse impacto foi mais do que compensado pelo grande aumento em sua geração de caixa. Em 2004, o EBITDA da empresa cresceu 52% e alcançou R\$ 588,6 milhões (ante R\$ 387,7 milhões em 2003), enquanto suas despesas com juros atingiram R\$ 174,7 milhões no mesmo período (contra R\$ 119,7 milhões em 2003). Como consequência, o FFO da empresa aumentou para R\$ 356 milhões em 2004 (R\$ 100 milhões superior ao ano anterior), o que possibilitou uma melhora no seu índice de FFO sobre endividamento total que foi de 14,5% em 2004 contra 9,7% em 2003 (considerando-se a dívida total com partes relacionadas antes da capitalização efetuada em julho de 2005), bem como a manutenção de seu índice de cobertura de juros pelo FFO em um patamar ligeiramente superior a 3x.

No primeiro semestre de 2005, a Elektro já apresentou uma melhora adicional em sua geração de caixa, e seu EBITDA e FFO aumentaram cerca de 35% em relação ao mesmo período do ano anterior. Em junho de 2005, a Elektro utilizou sua maior geração interna de caixa e uma parte de suas reservas de caixa para pagar US\$82 milhões referentes a juros diferidos sobre empréstimos com partes relacionadas, o que reduziu seu volume total de dívida e melhorou seus indicadores no período. Em junho de 2005, o FFO sobre endividamento total da empresa atingiu 24,9% (ante 13,1% em junho de 2004) e a cobertura de juros pelo FFO foi de 3,28x (contra 2,54x em junho de 2004), considerando-se a dívida total com partes relacionadas ainda não convertida em capital em junho de 2005.

A partir de 2005, em função da significativa desalavancagem da conversão de dívidas com partes relacionadas em capital, esperamos que a Elektro apresente um FFO sobre dívida total superior a 30% e cobertura de juros pelo FFO superior a 3x.

### Estrutura de Capital/Proteção de Ativo

Embora o volume de endividamento da Elektro tenha atingido R\$ 2 bilhões (US\$851 milhões) em junho de 2005, a maior parte desse montante (R\$ 1,2 bilhão ou US\$510 milhões) é devida a afiliadas ou acionistas da Enron e tais dívidas historicamente tiveram uma característica de *quasi-equity* em função do teste de capitalização que a Elektro estava sujeita, de acordo com o aditivo ao contrato de concessão. Esse teste funciona como um limite para as contribuições de caixa a afiliadas e impede o pagamento total do principal na data de vencimento (2008). Entretanto, a Elektro procedeu à capitalização por meio da conversão de US\$450 milhões dessas dívidas, fato que melhorará substancialmente sua estrutura de capital e posição financeira de um modo geral, conforme evidenciado nas projeções. Além disso, a nova emissão de debêntures que está sendo desenhada alongará o perfil de amortização futura da empresa, visto que as amortizações serão feitas em três parcelas iguais entre 2009 e 2011.

### Fatores de Curto Prazo/Liquidez

Em junho 2005, a dívida total da Elektro somava R\$ 2 bilhões, sendo que R\$ 164,5 milhões referia-se à dívida bancária de curto prazo. As reservas de caixa da empresa eram de R\$ 298 milhões no mesmo período, montante este mais do que suficiente para honrar a dívida bancária de curto prazo. Além disso, a empresa já converteu em capital R\$ 1,1 bilhão em dívidas com partes relacionadas e acionistas controladores, e substituirá os US\$213 milhões de uma das dívidas com partes relacionadas pela emissão de debêntures no valor de R\$ 750 milhões, dentro de um cronograma de amortização confortável (vencimentos em 2009, 2010 e 2011) e sem exposição às volatilidades da cotação da moeda estrangeira. Em função dessa reorganização financeira e da forte geração de caixa da empresa (FOCF/fluxo de caixa operacional livre de R\$ 150 milhões no primeiro semestre de 2005), esperamos que, no mínimo, a Elektro mantenha pelos próximos dois anos um nível de caixa suficiente para cobrir seu endividamento de curto prazo, apresentando indicadores de: i) endividamento de curto prazo menor que 15% do total da dívida nos próximos dois anos; ii) dívida total bruta sobre o EBITDA de cerca de 1,5x e de FFO sobre endividamento bruto entre 30% e 35%.

Publicado pela Standard & Poor's, uma Divisão da The McGraw-Hill Companies, Inc. Escritórios Executivos: 1221 Avenue of the Americas, New York, NY 10020. Escritório Editorial: 55 Water Street, Nova York, NY 10041. Atendimento ao Assinante: (1) 212-438-7240. 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 completude de quaisquer informações e não se responsabiliza por quaisquer erros ou omissões ou por quaisquer resultados negativos na utilização das 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 prestados pela Standard & Poor's Ratings Services ("Ratings Services") são realizados separadamente, com a finalidade de preservar a independência e a objetividade de suas opiniões de ratings. Os ratings de crédito atribuídos pelos Ratings Services são estritamente opinativos e não são afirmações sobre nenhum fato, nem recomendação para comprar, vender ou vender título ou para tomar quaisquer outras decisões de investimento. Em função disso, os usuários dos ratings atribuídos pelos Ratings Services não devem se basear em nenhum rating ou informação emitidos pelos Ratings Services para tomar qualquer decisão de investimento. Os ratings baseiam-se em informações recebidas pelos Ratings Services. Outras divisões da Standard & Poor's podem possuir informações não disponíveis aos Ratings Services. A Standard & Poor's estabeleceu políticas e procedimentos para manter a confidencialidade das informações não públicas por ela recebidas durante o processo de análise e atribuição de seus ratings.

The McGraw-Hill Companies



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Demonstrações Financeiras da Emissora

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**COMENTÁRIOS DE DESEMPENHO****1º SEMESTRE DE 2005****1. AMBIENTE ECONÔMICO**

O primeiro semestre de 2005 foi marcado pela continuidade do aperto monetário da economia, valorização do real e deflação, de acordo com alguns índices de inflação. Com o objetivo de conter pressões inflacionárias e atingir a meta de inflação de 5,1% em 2005, o Comitê de Política Monetária (Copom), manteve aumentos consecutivos da taxa Selic, processo iniciado em setembro de 2004, que atingiu 19,75% em junho de 2005.

A moeda brasileira apresentou forte tendência de valorização, atingindo a cotação de 2,3504 ao final de junho, valorizando 11,4% no primeiro semestre do ano. Já o risco-país encerrou o primeiro semestre em 411 pontos base, comparado aos 384 pontos de dezembro de 2004.

Como consequência do aumento das taxas de juros, valorização do real e desaceleração do ritmo da atividade econômica, os índices de preços começaram a dar sinais de deflação. O IGP-M registrou deflação de 0,22% e 0,44% em maio e junho, respectivamente, e o IPCA registrou deflação de 0,02% em junho. A inflação medida pelo IGP-M e IPCA acumularam, respectivamente, 1,75% e 3,16% no primeiro semestre, comparada a variações de 6,78% e 3,48% registradas no mesmo período do ano anterior.

A produção industrial, conforme dados do IBGE, registrou expansão de 4,5% no primeiro quadrimestre, comparativamente a igual período de 2004. Porém, nos primeiros meses de 2005, o nível da atividade industrial confirmou a tendência de acomodação delineada no final de 2004, apresentando queda de 0,4% no trimestre fevereiro-abril, em relação ao trimestre encerrado em janeiro.

A balança comercial brasileira no primeiro semestre de 2005 superou as expectativas, gerando um saldo positivo de US\$ 19,7 bilhões, crescimento de 30,6% em relação ao primeiro semestre do ano anterior.

Os indicadores econômicos que influenciaram os resultados da Elektro apresentam a seguinte evolução:

Indicadores	1º Sem05	1º Sem04
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (1)	2,3504	3,1075
Valorização Cambial (2)	11,45%	-7,56%
Selic (2)	8,94%	7,60%
IGP-M (2)	1,75%	6,78%
IGP-DI (2)	1,53%	6,90%
TJLP (2)	4,76%	4,82%

(1) Cotação em 30 de junho

(2) Variação acumulada

**2. ASSUNTOS REGULATÓRIOS****2.1 Leilão de Energia**

Em fevereiro de 2005, as empresas distribuidoras de energia elétrica enviaram ao Ministério de Minas e Energia (MME) a declaração dos montantes a serem contratados no leilão marcado para abril de 2005.

Nesse leilão, estavam contemplados contratos com vigência de oito anos, com início de suprimento para os anos de 2008 e 2009 e 34 empresas distribuidoras realizaram compra de energia de 10 empresas de geração de energia. Houve contratação parcial dos montantes declarados pelas empresas compradoras em fevereiro de 2005, totalizando 92.856 GWh, para início de suprimento em 2008. Não ocorreram contratações para início de suprimento em 2009.

**2.2 Aditivo aos Contratos de Concessão**

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, prevê a aplicação do mecanismo da CVA (Conta de Variação de Itens de Parcela A) para as variações resultantes dos custos de aquisição de energia elétrica não considerados no último reajuste tarifário das empresas distribuidoras de energia elétrica. Esse decreto também prevê que nos reajustes tarifários dessas empresas, o cálculo do preço médio da compra de energia na data do reajuste, considere o volume contratado para os doze meses seguintes.

A aplicação do disposto acima está condicionada à celebração de aditivo contratual aos atuais contratos de concessão, que no caso da Elektro, foi assinado em 12 de julho de 2005.

O presente aditivo contratual celebrado entre a Elektro e o poder concedente contempla as seguintes alterações:

- ✓ Altera a metodologia de cálculo do preço médio de compra de energia elétrica para efeito de reajuste tarifário;
- ✓ Inclui como Parcela A para efeito de reajustes tarifários, pesquisa e desenvolvimento, eficiência energética, energia adquirida de geração própria e Proinfa (programa de incentivo a fontes alternativas de energia elétrica);
- ✓ Inclui o conceito de "Perdas do Sistema de Distribuição", a ser utilizado quando das revisões tarifárias, no cálculo da compra de energia;
- ✓ Exclui o PIS e a Cofins da receita de venda para efeito do cálculo dos reajustes tarifários.

A regulamentação da exclusão do PIS e da Cofins das tarifas de energia elétrica, e sua cobrança diretamente na fatura do consumidor, ainda carece de normas específicas, que foram temas de Audiência Pública realizada em 20 de julho de 2005.

### 3. DESEMPENHO COMERCIAL

#### 3.1 Vendas de Energia

Classes de Consumo	GWh			R\$ milhões		
	1º Sem/05	1º Sem/04	Var. %	1º Sem/05	1º Sem/04	Var. %
Residencial	1.494,8	1.403,0	8,5%	613,0	479,9	27,7%
Industrial	1.592,2	1.998,4	-20,3%	402,6	373,2	7,9%
Comercial	683,8	607,7	9,2%	241,3	193,4	25,3%
Rural	354,2	309,1	14,6%	74,3	58,9	30,4%
Poder Público	102,4	105,3	2,0%	39,3	33,1	18,7%
Iluminação Pública	172,4	183,9	-6,2%	39,9	35,7	8,7%
Serviços Públicos	228,7	347,2	-34,7%	53,7	54,4	-1,2%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>4.812,3</b>	<b>4.955,0</b>	<b>-6,9%</b>	<b>1.470,0</b>	<b>1.227,6</b>	<b>19,7%</b>
Clientes Livres - Uso do Sistema de Distribuição	1.411,3	788,0	78,1%	108,9	34,9	208,3%
<b>Total da Área de Concessão</b>	<b>6.023,6</b>	<b>5.743,5</b>	<b>4,9%</b>	<b>1.578,9</b>	<b>1.262,5</b>	<b>24,9%</b>
<b>Tarifa Média - Clientes Finais (R\$/GWh)</b>				<b>318,70</b>	<b>241,72</b>	<b>23,7%</b>

No primeiro semestre de 2005, as vendas para a classe residencial, comercial e rural apresentaram em conjunto, crescimento de 8,3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Esse aumento de consumo foi influenciado pelas elevadas temperaturas registradas ao longo do semestre, implicando no maior uso de equipamentos de refrigeração e maior irrigação por parte da classe rural. Destaca-se que a elevação do consumo dessas classes, de acordo com histórico recente, apresenta maior elasticidade de consumo à temperatura.

A redução de 20,3% nas vendas para a classe industrial deve-se exclusivamente pela saída de grandes clientes para o mercado livre de energia. Esse fato também pode ser observado no total das vendas, que no primeiro semestre de 2005, registraram redução de 6,9% em relação ao mesmo período do ano anterior.

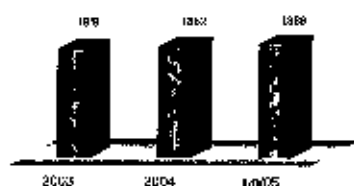
A saída de clientes para o mercado livre tem sido influenciada pelo excesso de oferta de energia, causando significativa redução dos preços de fornecimento praticados por outros agentes comercializadores do setor.

A Elektro recebe tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica dos clientes que saíram de sua base de clientes cativos. A saída desses clientes representa um decréscimo nas vendas de energia em GWh, mas, implica também na redução das respectivas compras de energia, que no caso da Elektro tem um impacto positivo em sua margem operacional.

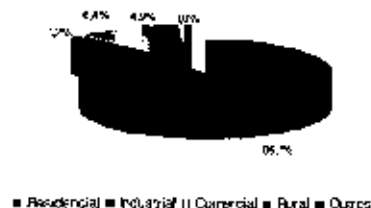
Vale ressaltar que a queda de 34,7% na classe de consumo Serviços Públicos, quando comparada com o primeiro semestre do ano anterior é causada pela saída de um grande cliente da Elektro.

Em junho de 2005, o número total de clientes da Elektro atingiu 1.888 mil, representando um aumento de 26 mil clientes em relação ao encerramento do exercício de 2004.

Evolução do Número de Consumidores (Mil)



Número Total de Clientes - 1,9 milhão



### 3.2 Segmentação das Vendas

A energia vendida e a receita com a venda de energia a clientes finais apresentam a seguinte segmentação no encerramento do primeiro semestre de 2005:

Vendas de Energia a Clientes Finais  
(4.612 GWh)



Vendas de Energia a Clientes Finais  
(R\$ 1,5 bilhão)



### 3.3 Suprimento de Energia

O primeiro semestre de 2005 foi marcado pelo início de funcionamento do Novo Modelo do setor elétrico.

Vale destacar que os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR's, a nova modalidade de contratos regulados de compra de energia pelas distribuidoras, representaram 43% do suprimento total de energia da Elektro no período de janeiro a junho de 2005. Devido à redução do volume de energia contratada para o patamar de 25% em relação aos seus valores iniciais, os contratos Iniciais representaram apenas 21% do total do suprimento, sendo que em 2004 representavam 62% do suprimento de energia.

Além disso, destaca-se a revisão da potência contratada e da energia vinculada de Itaipu para o ano de 2005, determinada pela Resolução Normativa 159/2005, que revogou a Resolução Normativa 128/2004, fato que representou aumento de 2,3 GWh na energia de Itaipu destinada à Elektro, sendo 0,8 GWh no primeiro semestre de 2005.

Atualmente a energia comprada de Itaipu, representa 29% do total de compra de energia realizada pela Elektro.

Também se destaca a realização do 2º leilão de energia velha, que ocorreu em abril de 2005 e previa a contratação de energia para o período de 8 anos com início de suprimento em 2008 e 2009. Este leilão complementou o 1º leilão de energia velha realizado em dezembro de 2004, onde só foi contratada energia para início de suprimento em 2005, 2006 e 2007.

O resultado deste leilão foi a compra de 3.663 GWh para o período de 2008 a 2015. A Elektro deverá participar do próximo leilão de energia, para complementar suas necessidades de compra, com data ainda a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

**4. EMPRÉSTIMOS COM TERCEIROS E DÍVIDAS E OBRIGAÇÕES COM PESSOAS LIGADAS**

A Elektro deu início a um processo de reestruturação de dívida e capital (Reestruturação Financeira), que terá reflexos bastante positivos sobre o grau de endividamento da companhia. Um dos objetivos desse processo é reduzir o endividamento da empresa e eliminar o risco cambial decorrente de obrigações denominadas em dólar norte-americano (vide nota explicativa 1.4).

Valores em 30 de junho de 2005 (R\$ milhões)	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Empréstimos / Debêntures com Terceiros	160,8	55,5	216,3
Dívidas com Pessoas Ligadas	3,7	1.211,9	1.215,6
Contas a Pagar - Acionistas	517,3		517,3
<b>Total Geral</b>	<b>681,7</b>	<b>1.267,5</b>	<b>1.949,2</b>
Caixas, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos			(298,0)
<b>Endividamento Líquido</b>			<b>1.651,2</b>

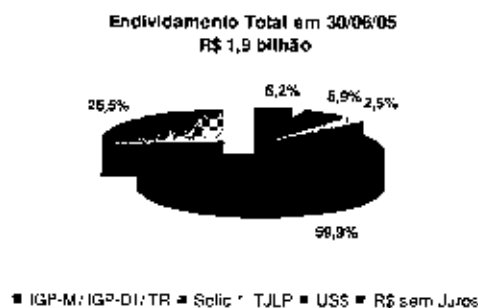
A Elektro encerrou o semestre com um endividamento líquido de R\$ 1.651,2 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 1.949,2 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos no montante de R\$ 298,0 milhões. Em relação a 31 de março de 2005, o endividamento líquido apresentou redução de R\$ 227,2 milhões, influenciado pelo: i) efeito cambial favorável sobre as dívidas denominadas em dólar norte-americano e ii) pagamento antecipado de US\$ 81,9 milhões (R\$ 192,5 milhões), referentes aos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, relacionados à dívida de US\$ 250 milhões com a Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (PEBFL), que representa uma das etapas do processo de Reestruturação Financeira em curso na Elektro.

Do endividamento total da Elektro, 65% é de longo prazo e R\$ 115 milhões são referentes aos financiamentos de cunho regulatório (Parcela A, vinculada a RTE e CVA).

A Elektro, em comum acordo com os acionistas controladores, decidiu não pagar a última parcela da operação de resgate de ações vencida em junho de 2005, no valor de R\$ 57,2 milhões. Foram pagos apenas R\$ 216 mil aos acionistas minoritários.

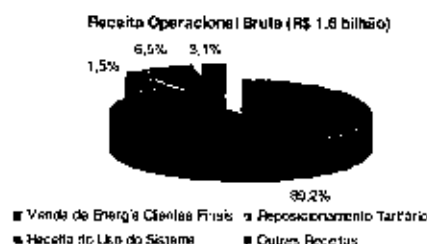
O processo de Reestruturação Financeira da Elektro contempla que, o saldo da operação de resgate de ações no valor de R\$ 517,3 milhões (vide tabela acima – Contas a Pagar Acionistas) deverá ser convertido em capital pelos acionistas controladores, através de deliberação da Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada no dia 25 de julho de 2005.

O endividamento total apresenta a seguinte indexação:



**5. RESULTADOS**

No primeiro semestre de 2005, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 1,6 bilhão, sendo que 89,2% equivalem à receita com venda de energia para clientes finais e 6,5% à receita pelo uso do sistema de distribuição, proveniente dos clientes livres que saíram da sua base de clientes cativos.



	Valores em R\$ milhões		
	1º Sem/05	1º Sem/04	Variação
Venda de Energia Clientes Finais	1.470,0	1.227,8	242,4
Reposicionamento Tarifário	24,0	84,8	(60,7)
Receita Uso do Sistema de Distribuição	106,9	34,9	72,1
Outras Receitas	51,8	59,5	(7,7)
<b>Receitas operacionais</b>	<b>1.652,7</b>	<b>1.406,9</b>	<b>245,9</b>
Deduções às receitas operacionais	(513,1)	(418,2)	94,9
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.139,6</b>	<b>988,6</b>	<b>151,0</b>
Energia comprada para revenda	(575,7)	(548,3)	27,4
Custo da operação	(155,6)	(145,8)	10,1
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>407,9</b>	<b>294,4</b>	<b>113,5</b>
Despesas operacionais	(89,4)	(70,7)	18,7
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>318,5</b>	<b>223,8</b>	<b>94,8</b>
Resultado financeiro	53,3	(230,8)	284,1
Resultado Operacional	371,4	(7,0)	378,4
<b>Lucro Líquido</b>	<b>296,3</b>	<b>(53,5)</b>	<b>349,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>395,5</b>	<b>292,9</b>	<b>102,6</b>

Até junho de 2005, as receitas operacionais líquidas da Elektro atingiram R\$ 1,1 bilhão, 15,3% superiores às registradas no mesmo período do exercício anterior, decorrente dos seguintes efeitos:

- ✓ Aumento de 19,7% na vendas de energia a clientes finais, influenciadas principalmente, pelo reajuste de 19,46% nas tarifas da Elektro em agosto de 2004;
- ✓ Aumento de R\$ 72,1 milhões na receita do uso do sistema de distribuição, devido à saída dos clientes livres;
- ✓ Aumento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE em R\$ 22,3 milhões e da Conta Consumo Combustível – CCC em R\$ 31,2 milhões (encargos regulatórios).

A energia comprada para revenda, no primeiro semestre do 2005, apresentou um aumento de apenas 5% em relação ao primeiro semestre de 2004. Apesar das tarifas dos Contratos Iniciais e Bilaterais de suprimento de energia terem sido reajustadas pelo IGP-M, houve uma redução de 9% no preço da energia comprada de Itaipu, denominadas em dólar norte-americano, devido à valorização do real em relação ao dólar.

O custo da operação aumentou em R\$ 10,1 milhões (6,9%) em relação ao mesmo período do exercício anterior, influenciado principalmente pelo aumento dos custos de contratação de serviços de terceiros e gastos



CNPJ 02.328.280/0001-97

**ELEKTRO**

com pessoal próprio, decorrente do aumento salarial anual realizado pela companhia, conforme previsto no acordo coletivo da categoria.

O resultado operacional da Elektro, expresso pelo resultado do serviço, atingiu R\$ 318,5 milhões no semestre, registrando um aumento de 42,4% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O resultado financeiro registrou uma reversão positiva de R\$ 284,1 milhões em relação ao mesmo semestre do ano anterior. Este resultado deve-se, principalmente, a efeitos cambiais favoráveis atrelados a dívida da Elektro denominada em dólar norte-americano, uma vez que a cotação da moeda brasileira no encerramento do semestre apresentou uma valorização de 11,5%.

Como consequência dos efeitos mencionados acima, a empresa registrou lucro líquido de R\$ 296,3 milhões, representando uma expressiva variação de R\$ 349,8 milhões em relação ao resultado do primeiro semestre de 2004.

Abaixo segue a evolução dos principais indicadores financeiros:

Indicadores Financeiros	1º Sem/05	1º Sem/04	1º Sem/03
Receita operacional Líquida (R\$ milhões)	1.139,6	988,6	792,9
EBITDA (R\$ milhões)	395,5	292,9	150,1
Lucro / Prejuízo líquido (R\$ milhões)	296,3	(55,5)	300,2
Margem EBITDA / Receita op. líquida	34,7%	29,6%	18,9%
Margem Lucro líquido / Receita op. líquida	26,0%	-5,4%	37,9%

Pelo conceito do EBITDA Ajustado, a geração operacional de caixa totalizou R\$ 542,3 milhões, um aumento de 123,9% em relação ao mesmo período do ano anterior.

	Valores em R\$ milhões	
	1º Sem/05	1º Sem/04
Resultado do Serviço	318,5	223,8
Amortização do Ágio	25,1	16,8
Depreciação e outras Amortizações	51,9	52,3
<b>EBITDA</b>	<b>395,5</b>	<b>292,9</b>
Provisão Reposicionamento Tarifário Difando	24,0	84,8
ISS - Encargos Serv. Sistema	2,6	3,0
OCCE	0,3	(0,3)
Recomposição PIS/COFINS	38,4	-
CVA	(75,1)	33,5
<b>Ajustes (-)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>121,0</b>
Recobimento CVA	39,2	-
Recobimento Perdas com Racionamento	35,0	32,1
Provisão Devedores Duvidosos	9,4	7,8
Baixa renda - modicidade tarifária	2,1	23,8
Recobimento do OCCE	0,7	0,4
Provisão para contingências	2,2	5,1
Recobimento do Reposicionamento Tarifário	47,4	-
<b>Ajustes (+)</b>	<b>137,0</b>	<b>70,3</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>542,3</b>	<b>242,2</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado / Receita Operacional Líquida</b>	<b>47,6%</b>	<b>24,5%</b>

**6. FLUXO DE CAIXA SINTÉTICO**

	<b>Valores em R\$ milhões</b>	
	<b>1º Sem/05</b>	<b>1º Sem/04</b>
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>296,3</b>	<b>(53,5)</b>
Juros e Variações Monetárias de Longo Prazo	(175,6)	166,6
Depreciação e Amortização	77,0	69,2
Outras Receitas / (Despesas)	58,8	(67,5)
<b>Receitas / (Despesas) que não Afetam o Caixa</b>	<b>(39,8)</b>	<b>168,3</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>256,4</b>	<b>114,8</b>
Variação do Capital de Giro Operacional	(22,3)	39,2
<b>Geração Operacional de Caixa após I.R. e C.S.</b>	<b>234,2</b>	<b>154,0</b>
Captações de Empréstimos	35,5	85,2
Juros e Variações Monetárias de Curto Prazo	8,6	116,2
Amortização de Empréstimos	(374,3)	(202,0)
<b>Atividades de Financiamento e Juros e Variações Monetárias de Curto Prazo</b>	<b>(330,1)</b>	<b>(0,6)</b>
Aplicações no Imobilizado	(64,9)	(57,7)
<b>Geração Líquida de Caixa</b>	<b>(180,9)</b>	<b>95,7</b>
Saldo Inicial do Período	478,9	412,3
<b>Saldo Final de Caixa do Período incluindo Caução de Fundos</b>	<b>298,0</b>	<b>508,0</b>
Caução de Fundos	(36,8)	(18,0)
<b>Saldo Disponível de Caixa do Período</b>	<b>261,2</b>	<b>490,0</b>

A geração operacional de caixa da Elektro, após imposto de renda e contribuição social, foi de R\$ 234,2 milhões, no primeiro semestre de 2005, superando em R\$ 80,2 milhões a registrada no mesmo período do ano anterior.

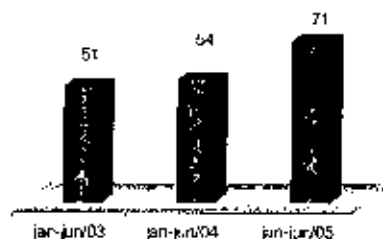
A Elektro apresentou de janeiro a junho de 2005, uma geração líquida de caixa negativa de R\$ 180,9 milhões, encerrando o semestre com R\$ 298,0 milhões em caixa, incluindo aplicações financeiras e caução de fundos.

A geração líquida de caixa foi fortemente afetada pela amortização de empréstimos, cuja parcela mais relevante refere-se ao pagamento antecipado de US\$ 81,9 milhões (R\$ 192,5 milhões), referentes aos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, relacionados à dívida de US\$ 250 milhões com a PEBFL.

**7. INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO**

No primeiro semestre do ano a Elektro investiu R\$ 73,3 milhões, dos quais R\$ 70,9 milhões foram com recursos próprios e o restante proveniente de recursos de clientes.

Evolução dos investimentos (R\$ milhões)



Os principais programas de investimentos realizados no primeiro semestre foram:

- ✓ **Expansão, Melhoria e Preservação do Sistema Elétrico:** R\$ 30,4 milhões foram investidos na conexão de 40,7 mil novos clientes, em preservação das condições de segurança, atualizações tecnológicas e preservação do sistema elétrico.

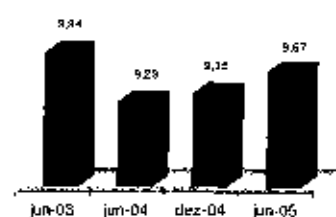
- ✓ Programa de Universalização (Rural e Urbana): R\$ 14,1 milhões foram investidos em cumprimento a Lei nº10.438 de abril de 2002, que determina o atendimento de novas ligações e aumento de carga sem ônus aos clientes com o consumo inferior a 50 KWh. Na Universalização Rural, foram investidos R\$ 8,4 milhões, dentro do Programa Luz para Todos (coordenado pelo MME).

## 8. DESEMPENHO OPERACIONAL

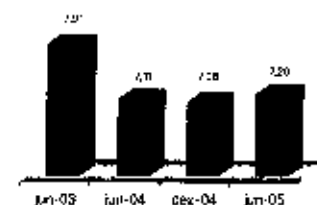
Os indicadores técnicos globais DEC e FEC da Elektro estão se mantendo melhores que os padrões exigidos pela ANEEL.

Esse fato é decorrente dos investimentos que vêm sendo realizados nos últimos anos, do planejamento e execução de plano anual de manutenção e ações específicas em pontos críticos do desempenho.

**DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**



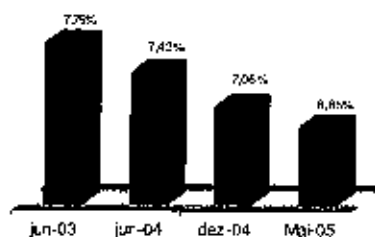
**FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**



Cita: Os indicadores de 2004 não consideram o desligamento ocorrido em 17 de outubro, devido a um forte vendaval que atingiu toda a área de concessão, e a queda de uma torre de transmissão no município de Pirapetinho já os indicadores de 2005 também não consideram os atípicos vendavais ocorridos em maio. Caso considerados, os indicadores DEC e FEC seriam 9,87 e 7,23 respectivamente em 2004 e 10,22 e 7,44 em 2005.

Dando continuidade ao projeto de prevenção e redução de perdas comerciais, criado em 2003, a Elektro incrementou plano de ação específico, cujos resultados vêm reduzindo o índice de perdas de energia.

**Perdas de Energia**



**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 30 DE JUNHO DE 2005 E 31 DE MARÇO DE 2005**  
(Em Milhares de Reais)

	30/06/2005	31/03/2005
<b>Ativo</b>		
<b>Circulante</b>		
Disponível		
Bancos	42.795	7.106
Aplicações financeiras (vide nota 4).....	216.460	468.539
	<b>261.255</b>	<b>475.645</b>
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>		
Consumidores e supridores (vide nota 5).....	437.508	425.781
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 6).....	(45.583)	(41.471)
Reposicionamento tarifário (vide nota 11).....	178.615	154.063
Energia livre (vide nota 7).....	50.057	47.841
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento (vide nota 8).....	61.556	60.792
Almoxarifado.....	3.511	3.830
Adiantamentos a fornecedores.....	2.850	4.207
Tributos a compensar.....	22.843	19.999
Antecipação de imposto de renda e contribuição social.....	50.522	15.481
<b>Despesas pagas antecipadamente:</b>		
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA (vide nota 9).....	68.142	72.053
Outras despesas pagas antecipadamente.....	338	606
Caução de fundos.....	36.755	72.765
Outros créditos (vide nota 13).....	14.107	13.558
	<b>874.239</b>	<b>849.494</b>
	<b>1.135.494</b>	<b>1.325.139</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>		
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>		
Parcelamentos de débitos de contas de energia (vide nota 5).....	21.589	20.956
Reposicionamento tarifário (vide nota 11).....	1.885	14.360
Recomposição PIS/COFINS (vide nota 10).....	81.252	80.291
Energia elétrica longo prazo - CCEE (vide nota 5).....	26.900	27.195
Energia livre (vide nota 7).....	16.686	27.907
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento (vide nota 8).....	15.389	30.396
Conta de compensação de variações dos itens da parcela A - CVA (vide nota 9).....	102.511	133.404
Depósitos judiciais.....	25.347	25.274
Créditos fiscais diferidos (vide nota 12).....	12.765	-
Outros.....	2.295	2.401
	<b>306.619</b>	<b>342.244</b>
<b>Permanente</b>		
Investimentos (vide nota 14.1).....	9.220	9.637
Imobilizado (vide nota 14.2)		
Em serviço.....	2.237.327	2.190.082
Depreciação acumulada.....	(1.021.960)	(1.002.285)
	<b>1.215.367</b>	<b>1.187.797</b>
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda (vide nota 14.2.1).....	788.647	801.209
Em curso.....	94.000	84.823
	<b>2.098.014</b>	<b>2.073.929</b>
Obrigações especiais (vide nota 14.3).....	(239.167)	(225.010)
	<b>1.858.807</b>	<b>1.848.919</b>
Diferido (vide nota 14.2).....	-	9
	<b>1.858.127</b>	<b>1.858.565</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>3.310.240</b>	<b>3.525.948</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 30 DE JUNHO DE 2005 E 31 DE MARÇO DE 2005  
(Em Milhares de Reais)

	30/06/2005	31/03/2005
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores (vide nota 15).....	27.079	18.729
Supradoras de energia elétrica (vide nota 15).....	142.058	155.358
Energia livre (vide nota 7).....	50.072	47.228
Tributos a recolher (vide nota 16).....	234.316	178.545
Empréstimos e financiamentos (vide nota 21).....	180.780	210.539
Contas a pagar - acionistas (vide nota 23).....	517.261	517.477
Debêntures (vide nota 20).....	-	24.350
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 22).....	3.695	23.235
Encargos do consumidor (vide nota 17).....	19.221	25.968
Salários e contribuições sociais.....	25.338	23.529
Empréstimo compulsório - ELEKTROBRÁS.....	3.819	4.157
Provisão para contingências (vide nota 18).....	142.989	133.488
Outros passivos circulantes (vide nota 19).....	14.277	13.527
	<b>1.335.845</b>	<b>1.378.930</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>		
Tributos a recolher (vide nota 16).....	756	-
Empréstimos e financiamentos (vide nota 21).....	55.540	84.673
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 22).....	1.211.912	1.588.898
Energia livre (vide nota 7).....	18.691	27.550
Devolução baixa renda - moradia e familiar (vide nota 37).....	27.373	32.052
Plano de pensão (vide nota 35).....	5.094	5.687
Outros.....	712	738
	<b>1.318.078</b>	<b>1.717.398</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social (vide nota 24.1).....	969.455	969.455
Reservas de capital (vide nota 24.2).....	15.111	15.111
Prejuízos acumulados (vide nota 24.3).....	(328.249)	(554.948)
	<b>656.317</b>	<b>429.620</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>3.310.240</b>	<b>3.525.948</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS PERÍODOS FIMOS  
EM 30 DE JUNHO DE 2005 E 2004  
(Em Milhares de Reais)**

	30/06/2005	30/06/2004
<b>Receitas operacionais (vide nota 25)</b>		
Clientes finais - fornecimento de energia .....	1.469.957	1.227.808
Suprimento de energia .....	243	(279)
Recetta reposicionamento tarifário .....	24.022	84.770
Encargos de capacidade emergencial .....	35.698	48.730
Recetta de uso do sistema de distribuição .....	105.916	34.658
Outras receitas .....	15.884	11.589
	<b>1.652.720</b>	<b>1.406.776</b>
<b>Deduções às receitas operacionais</b>		
Quota para a reserva global de reversão-RGR .....	(1.0752)	(10.859)
Quota para a conta consumo combustível-CCC .....	(88.155)	(26.973)
Quota para a conta de desenvolvimento energético-CDE .....	(45.663)	(23.323)
Repasse de encargos de capacidade emergencial .....	(30.077)	(42.882)
ICMS sobre fornecimento .....	(289.820)	(249.288)
Recomposição FISC/COFINS (vide nota 30) .....	38.374	-
COFINS .....	(88.378)	(52.192)
PIS .....	(18.457)	(11.780)
IOF .....	(174)	(113)
	<b>(513.146)</b>	<b>(470.220)</b>
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.139.574</b>	<b>936.556</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>		
Energia comprada para revenda (vide nota 29) .....	(575.702)	(548.282)
	<b>(575.702)</b>	<b>(548.282)</b>
<b>Custo da operação</b>		
Pessoal (vide nota 26) .....	(49.151)	(42.967)
Materiais (vide nota 27) .....	(8.933)	(7.068)
Serviços de terceiros (vide nota 28) .....	(26.572)	(19.248)
Depreciação e outras amortizações .....	(51.871)	(52.341)
Cutros (vide nota 30) .....	(19.399)	(24.214)
<b>Custo dos serviços prestados a terceiros</b>	<b>(155.936)</b>	<b>(145.838)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>407.936</b>	<b>294.436</b>
<b>Despesas operacionais</b>		
Despesas com vendas .....	(4.742)	(6.343)
Despesas gerais administrativas .....	(23.147)	(21.641)
Amortização do ágio .....	(25.123)	(18.784)
Outras despesas operacionais (vide nota 30) .....	(36.365)	(25.605)
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(89.397)</b>	<b>(70.673)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>318.539</b>	<b>223.763</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>(464)</b>	<b>-</b>
<b>Resultado financeiro (vide nota 31)</b>	<b>53.321</b>	<b>(230.808)</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>371.396</b>	<b>(7.045)</b>
<b>Resultado não operacional (vide nota 32)</b>	<b>44</b>	<b>(2.813)</b>
<b>Lucro (Prejuízo) antes da contribuição social e do imposto de renda</b>	<b>371.440</b>	<b>(9.858)</b>
Imposto de renda (vide nota 33) .....	(65.193)	(32.192)
Contribuição social (vide nota 33) .....	(22.728)	(11.417)
Imposto de renda diferido (vide nota 33) .....	9.360	-
Contribuição social diferida (vide nota 33) .....	3.436	-
<b>Lucro (Prejuízo) líquido do período</b>	<b>296.285</b>	<b>(53.467)</b>
<b>Lucro (Prejuízo) líquido do período por lote de mil ações - R\$</b>	<b>2,15</b>	<b>(0,39)</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO  
PARA OS PERÍODOS FIMOS EM 30 DE JUNHO DE 2005 E 31 DE MARÇO DE 2005  
(Em Milhares de Reais)**

	<b>Capital Social subscrito e integralizado</b>	<b>Reservas de Capital</b>	<b>Prejuízos Acumulados</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2003.....</b>	<b>969.455</b>	<b>14.058</b>	<b>(884.340)</b>	<b>99.167</b>
Aplicação em incentivos fiscais.....	-	1.053	-	1.053
Lucro líquido do período.....	-	-	259.812	259.812
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2004.....</b>	<b>969.455</b>	<b>15.111</b>	<b>(624.534)</b>	<b>360.032</b>
Lucro líquido do período.....	-	-	286.285	286.285
<b>Saldos em 30 de junho de 2005.....</b>	<b>969.455</b>	<b>15.111</b>	<b>(328.249)</b>	<b>656.317</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS**  
**PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO 2005 E 2004**  
**( Em Milhares de reais )**

	30/06/2005	30/06/2004
<b>Composição dos recursos aplicados nas operações</b>		
<b>Origens dos recursos</b>		
Das operações sociais		
Lucro (Prejuízo) líquido do período :	296.285	(63.467)
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante :		
Reposicionamento tarifário (diferido).....	-	(65.350)
Recomposição PIS/COFINS.....	(38.374)	-
Conta de compensação de itens da parcela A (diferido).....	46.017	(28.272)
Reclassificação tarifária de clientes banco renda.....	2.144	24.029
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios.....	2.220	-
Resultado da avaliação patrimonial.....	464	-
Depreciação e outras amortizações.....	51.912	52.384
Amortização do ágio.....	25.123	15.764
Valor residual de ativo permanente bancado.....	5.737	11.269
Amortização da variação cambial diferida.....	-	21.125
Juros e variações monetárias de longo prazo.....	(175.646)	145.504
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	(12.766)	-
	<b>203.068</b>	<b>124.009</b>
De terceiros		
Transferências do realizável para circulante :		
Conta de compensação de itens da parcela A (diferido).....	13.336	39.754
Perdas de receita de arrendamento.....	37.078	31.002
Energia livre.....	23.689	20.543
Parcelamento de contas de energia.....	(1.157)	925
Reposicionamento tarifário.....	24.513	13.919
	<b>92.762</b>	<b>106.132</b>
Ingressos de recursos no exigível a longo prazo :		
Empréstimos e financiamentos.....	417	86.178
Plano de pensão.....	(156)	-
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios.....	(1.089)	-
Obrigações especiais.....	7.263	8.132
Outros.....	94	-
	<b>5.740</b>	<b>93.310</b>
<b>Total dos recursos obtidos</b>	<b>301.590</b>	<b>323.451</b>
<b>Aplicações de recursos</b>		
Nas operações sociais		
No realizável a longo prazo		
Por transferências do circulante para o realizável a longo prazo.....	352	(1.995)
Demais contas a receber.....	264	2.929
	<b>(1.056)</b>	<b>934</b>
No ativo permanente		
Imobilizado.....	84.641	57.623
Recuperação de equipamentos.....	4.531	3.715
	<b>89.232</b>	<b>61.398</b>
Por transferências do exigível a longo prazo para o circulante.....	283.723	606.144
Redução de empréstimos e financiamentos.....	247	432
<b>Total das aplicações</b>	<b>369.145</b>	<b>569.878</b>
<b>Diminuição no capital circulante líquido</b>	<b>(67.556)</b>	<b>(245.427)</b>
<b>Ativo circulante</b>		
No início do período.....	1.197.441	913.669
No fim do período.....	1.129.884	1.110.380
	<b>(67.556)</b>	<b>201.710</b>
<b>Passivo circulante</b>		
No início do período.....	1.330.236	748.917
No fim do período.....	1.395.846	1.190.164
	<b>66.610</b>	<b>441.247</b>
<b>Diminuição no capital circulante líquido</b>	<b>(67.556)</b>	<b>(245.427)</b>

notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

As



**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS  
PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2005 E 31 DE MARÇO DE 2005  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)**

**1. CONTEXTO OPERACIONAL****1.1. OPERAÇÃO**

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (Elektro ou Sociedade), concessionária de serviço público, atua na distribuição de energia elétrica em 228 municípios, dos quais 223 no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul.

O contrato de concessão da Elektro foi assinado em 27 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 30 anos, podendo ser prorrogado, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, por prazo adicional de, no máximo, 30 anos.

Os negócios da Sociedade, incluindo os serviços prestados e as tarifas cobradas são, em geral, regulamentados pela ANEEL.

**1.2. PROCESSO DE REORGANIZAÇÃO DA ENRON SOB O CAPÍTULO 11 DA LEI DE FALÊNCIAS DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA DO NORTE****1.2.1. Histórico do Processo**

Em 2 de dezembro de 2001, a Enron Corp. e algumas de suas afiliadas (conjuntamente com a Enron, os "Devedores") iniciaram um processo de proteção falimentar com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos.

Em 11 de julho de 2003, a Enron e algumas de suas afiliadas, com o apoio do Comitê Oficial de Credores Quirografários (Official Unsecured Creditors Committee) da Enron, e do Examinador Independente do processo (nomeado pelo juiz da Corte de Falências de Nova Iorque), submeteram à aprovação da Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque ("Corte de Falências"), um plano de reorganização da Enron em conjunto com algumas de suas afiliadas ("Plano") com base no Capítulo 11 e o seu respectivo Memorando de Informações.

O Plano contemplou a criação da Prisma Energy companhia internacional de energia que atua na gestão de participações integrais ou parciais da Enron nos ativos de distribuição de energia elétrica, gás natural, gasodutos e geração de energia elétrica, todos localizados fora dos Estados Unidos. De acordo com o Plano, a Elektro se tornaria uma das empresas integrantes da Prisma Energy.

Após audiência pública, em 9 de janeiro de 2004, a Corte de Falências aprovou o Memorando de Informações, confirmando que este continha informações suficientes para permitir que um reclamante ou parte interessada no processo votasse contra ou a favor do Plano.

Após a realização, em junho de 2004, de mais uma audiência pública, a Corte de Falências, em 15 de julho de 2004, aprovou o Plano da Enron com base no Capítulo 11. Os credores quirografários da Enron receberão pagamentos em espécie e em ações da Prisma Energy. As transferências dos ativos para a Prisma Energy, somente ocorreriam após a obtenção das aprovações regulatórias e de terceiros necessárias.

A Elektro obteve as aprovações locais necessárias para a efetivação da transferência do seu controle societário indireto para a Prisma Energy: (i) em 16 de março de 2004, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa nº 109, (ii) em 6 de abril de 2004, a Diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, banco credor da Elektro, deliberou a aprovação, em consonância com disposições aplicáveis aos seus contratos de financiamento e, (iii) os bancos agentes de repasses e linhas de crédito do BNDES detidos pela Elektro também aprovaram a alteração do controle societário indireto da Sociedade.

Em 31 de agosto de 2004, a Enron transferiu sua participação acionária indireta na Elektro para a Prisma Energy, concretizando assim uma das etapas do Plano. No estágio atual, a Prisma Energy continua sendo uma subsidiária integral da Enron.

Em 17 de novembro de 2004, certas condições foram cumpridas, as quais permitiram que o Plano entrasse em pleno vigor e efeito. O Comitê de Credores foi extinto. A Enron saiu do estado de falência passando a ser considerada, a partir de então, uma empresa reorganizada, de acordo com o Capítulo 11 da Lei de

Falências dos Estados Unidos, com um conselho de administração, composto por representantes indicados pelo comitê de credores.

### 1.2.2. Descrição da Prisma

A Prisma Energy foi constituída nas ilhas Cayman em 24 de junho de 2003. Com a transferência dos ativos prevista no Plano, as suas operações apresentam as seguintes características:

- ✓ Cerca de 7.900 empregados;
- ✓ Operações em 13 países;
- ✓ Cerca de 90.000 Km de linhas de distribuição de energia elétrica;
- ✓ Cerca de 15.000 Km de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural;
- ✓ Cerca de 2.000 MW de capacidade de geração de energia elétrica; e
- ✓ Atendimento a cerca de 6,5 milhões de clientes de eletricidade, gás e gás liquefeito de petróleo.

A governança corporativa da Prisma Energy conta com um Conselho de Administração e um Comitê Executivo que vem acompanhando a gestão destes ativos.

Maiores detalhes sobre a Prisma Energy e a Enron podem ser acessados nos seguintes sites: [www.prismaenergy.com](http://www.prismaenergy.com) e [www.enron.com](http://www.enron.com).

### 1.3. DESVERTICALIZAÇÃO

O art. 4º da Lei nº. 9074, de 7 de julho de 1995, alterado pelo art.8º da Lei nº 10.848, publicada em 16 de março de 2004, estabelece a obrigatoriedade da segregação das atividades de distribuição e de geração de energia elétrica relativas às pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Assim, as concessionárias distribuidoras, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, não podem ter participação em outras sociedades, de forma direta ou indireta, ou ainda manter atividades estranhas ao objeto da concessão.

A Elektro, em sua atividade de concessão de distribuição de energia elétrica possui as concessões de duas Pequenas Centrais Elétricas (Ema e Lobo), além da subsidiária integral Terraco Investments Ltd.(TIL). A Sociedade está procedendo à segregação da atividade de geração e à desvinculação da subsidiária TIL, de forma a adaptar-se à nova legislação. O prazo legal para a conclusão do processo de desverticalização é 16 de setembro de 2005, 18 meses contados da data de publicação da referida Lei.

### 1.4. REESTRUTURAÇÃO DE DÍVIDA E DE CAPITAL (REESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA)

Conforme Fatos Relevantes datados de 24 de junho de 2005 e 4 de julho de 2005, a Elektro deu início a um processo de reestruturação de dívida e capital, já aprovado pela ANEEL, visando, principalmente, os seguintes objetivos:

- ✓ Capitalizar a Elektro em cerca de R\$ 1,1 bilhão através da conversão de certas dívidas intercompanhia em capital e reserva de capital, possibilitando a absorção de prejuízos acumulados;
- ✓ Eliminar o risco de exposição cambial da Elektro vinculado às dívidas denominadas em dólar norte-americano;
- ✓ Possibilitar que a Elektro tenha uma estrutura de capital auto-sustentável preservando a sua liquidez e facilitando o acesso aos mercados financeiros e de capitais quando necessário;

Nesse sentido, o Conselho de Administração, aprovou em reunião realizada em 17 de junho de 2005, o processo de Reestruturação Financeira e convocou para 25 de julho de 2005, uma Assembleia Geral Extraordinária (AGE), para aprovação da implementação do processo de Reestruturação Financeira, conforme descrito abaixo:

- a) A absorção de prejuízos acumulados apurados até 31 de dezembro de 2004 no valor de R\$ 624.534 mil, com reserva de capital e capital, nos termos do artigo 173 da Lei nº 6.404/76.
- b) Aumento do capital e constituição de reserva de capital:
  - i. Equivalente em reais a US\$ 250.000 mil, que deverá ser integralizado mediante a capitalização de créditos detidos pela Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (PEBFL); e

- ii. R\$ 517.259 mil a serem integralizados pela ETB – Energia Total do Brasil Ltda. (ETB), EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. (EPC) e Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. (PEIE), mediante a capitalização de créditos detidos relativos ao saldo a pagar da operação do resgate de ações aprovada na Assembleia Geral Extraordinária da Sociedade, realizada em 03 de janeiro de 2001.

O preço de emissão e de subscrição das novas ações a serem emitidas pela Sociedade em decorrência do referido aumento de capital, bem como os critérios para sua determinação, foram discutidos e aprovados em Reunião do Conselho de Administração (RCA) realizada em 27 de junho de 2005 e pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 25 de julho de 2005, nos seguintes termos:

- i. O Preço de Emissão e de Subscrição será de R\$ 4,45 por lote de mil ações, dos quais R\$ 2,06 serão destinados à formação de reserva de capital conforme previsto no artigo 14, parágrafo único da Lei nº. 6.404/76. O Preço de Emissão e de Subscrição foi fixado com base no valor patrimonial da ação apresentado no balanço patrimonial apurado em 31 de maio de 2005, tendo em vista que a emissão de ações é realizada para fins de Reestruturação Financeira da Elektro, mediante a capitalização de créditos líquidos e certos detidos contra a mesma e devidamente refletidos os valores contábeis em suas demonstrações financeiras, conforme previsto no inciso II, do parágrafo 1º do artigo 170 da Lei nº. 6.404/76; inciso II com redação dada pela Lei nº. 9.457/97.
- ii. A quantidade de ações ordinárias e preferenciais a serem emitidas, todas escriturais e sem valor nominal, será definida em AGE, após a determinação do efetivo valor em reais, da dívida denominada em dólar norte americano com a qual parte do aumento de capital será integralizado, convertida pela taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central (PTAX-800, opção 5, venda) do último dia útil imediatamente anterior à data da AGE.
- c) A contratação de um empréstimo ponte, pelo prazo de até 180 dias, no valor de até R\$ 500.000 mil, cujo prazo de pagamento poderá ser prorrogado por até cinco anos, na hipótese da Sociedade não emitir as debêntures mencionadas na letra (d) abaixo e desde que seja concretizado o aumento de capital conforme descrito no item (b) acima.
- d) A emissão de debêntures simples, quirografárias, não conversíveis em ações, totalizando na data de emissão o valor de até R\$ 750.000 mil, a qual será submetida às aprovações em AGE e que foi aprovada pela ANEEL em 28 de junho de 2005, além da obtenção do respectivo registro de emissão na Comissão de Valores Mobiliários (CVM). A consecução do processo de emissão de debêntures tem como condição precedente à realização do aumento de capital social da Sociedade conforme descrito no item (b) acima.
- e) O pagamento antecipado das seguintes dívidas em moeda estrangeira:
  - i. US\$ 81.918 mil, ocorrido em 23 de junho de 2005, referentes aos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, relacionados à dívida com a PEBFL, no valor principal de US\$ 250.000 mil, (vide nota 22); e
  - ii. Saldo devedor da dívida com a ETB, incluindo principal e juros diferidos, no valor total de US\$ 245.921 mil em 30 de junho de 2005, sendo que US\$ 213.587 já foram pagos em julho de 2005.
- f) Em atendimento à expressa determinação da ANEEL, a Sociedade irá ajustar o ágio existente em 31 de dezembro de 2004, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura, com a constituição de provisão, nos termos das Instruções CVM 319/99 e 349/01, o que também foi objeto de aprovação em AGE.

A nota explicativa 39 detalha os efeitos dos eventos que ocorreram após 30 de junho de 2005, em função da Reestruturação Financeira resumida acima, no que tange à posição financeira da Sociedade.

## 2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais – ITRs foram elaboradas adotando-se as práticas e critérios contábeis emanadas da Legislação Societária Brasileira, disposições da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, normas da legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), assim como orientações específicas do Conselho Federal de Contabilidade – CFC e Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON. Essas práticas e critérios são consistentes com aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras do último exercício social e estas ITR's devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações.

**3. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO**

Em dezembro de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCF), as distribuidoras e as geradoras de energia concluíram o Acordo Geral do Setor Elétrico visando à recomposição das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica que ocorreu de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. Este acordo, que foi assinado em 4 de julho de 2002, instituiu o reajuste tarifário extraordinário de 2,9% nas tarifas de fornecimento de energia elétrica para os consumidores rurais e residenciais (exceto aqueles considerados como de "baixa renda") e de 7,9% para os demais consumidores. Este reajuste é denominado Recomposição Tarifária Extraordinária ("RTE") e encontra-se em vigor desde 27 de dezembro de 2001, visando a recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, da Energia Livre e das Variações dos Valores de Itens da Parcela "A".

A ANFEI, através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, entre outros assuntos: alterou o prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da Elektro de 59 meses para 58 meses, a partir de 27 de dezembro de 2001, e excluiu a Compensação e Variações de Valores de Itens da Parcela "A" do prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica. Estas condições estavam contempladas previamente no artigo 4º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, lei esta que reflete as condições gerais estabelecidas nas negociações setoriais.

A recuperação dos valores referentes à Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela "A" se dará imediatamente após a recuperação das perdas decorrentes do racionamento através da prorrogação da Recomposição Tarifária Extraordinária pelo prazo que for necessário.

Os reflexos deste acordo e das resoluções da ANEEL estão reconhecidos nas informações trimestrais e demonstrados nas seguintes notas explicativas:

- ✓ Nota 7 - Energia Livre;
- ✓ Nota 8 - Recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento; e
- ✓ Nota 9 - Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A – CVA

**4. APLICAÇÕES FINANCEIRAS**

O cronograma abaixo se refere às datas de vencimentos das aplicações financeiras:

Vencimentos dos saídos em R\$ mil					
30/06/2005				31/03/2005	
Ano	CDBs*	Fundos de Investimentos**	Total	Ano	Total
2005	-	151.906	151.906	2005	402.942
2006	33.881	28.837	60.718	2006	65.597
2007	5.836	-	5.836	2007	-
Total	39.717	178.743	218.460	Total	468.539

\* Os Certificados de Depósito Bancário - CDBs estão indexados à variação das taxas diárias dos Certificados de Depósito Interbancário (CDIs).

\*\* Fundos de Investimento Financeiro Exclusivo (FIFs) com a seguinte composição:

- ✓ 14,19% de aplicações financeiras em títulos privados, públicos e CDBs com variação média de 100,6% do CDI; e
- ✓ 85,81% de aplicações financeiras em CDBs vinculados a operações de swaps indexadas à variação cambial acrescidas de juros médios no 2º trimestre de 2005 de 0,4% a.a.

A redução no saldo decorre do resgate de aplicações, principalmente, para o pagamento em 23 de junho de 2005, dos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, relacionados à dívida da Elektro com a Prisma Energy Brazil Finance Ltd., como parte do processo Reestruturação Financeira. (vide notas 1.4 e 22).

Os valores registrados em aplicações financeiras aproximam-se do valor de mercado das mesmas, podendo ser resgatados a qualquer momento sem perdas para a Sociedade.

**5. CONTAS A RECEBER – CONSUMIDORES, SUPRIDORES E PARCELAMENTOS DE DÉBITOS**

Classes	R\$ mil						
	30/06/2005						31/03/2005
	Nº Total de (*)	Vencidos		Total			TOTAL
		Consumidores até 90 dias	(+) 90 dias	A Vencer	C.Prazo	L. Prazo	
Residencial.....	1.625.883	49.162	7.545	55.904	113.311	-	113.311
Industrial.....	21.992	10.648	13.999	13.441	57.987	-	57.987
Comercial.....	128.144	7.740	3.633	12.867	27.259	-	27.259
Rural.....	93.109	2.552	453	5.397	8.402	-	8.402
Poder Público.....	14.501	466	2.414	6.872	9.753	-	9.753
Iluminação Pública.....	1.751	1.631	6.561	6.472	14.664	-	14.664
Serviço Público.....	2.250	776	212	4.937	5.919	-	5.919
Parcelamentos de débitos.....	-	2.468	6.599	28.455	37.529	21.589	59.122
Rendas não liquatadas.....	-	-	-	179.764	179.764	-	179.764
(*) Anotação em processo de classificação.....	-	-	-	(4.516)	(4.516)	-	(4.516)
<b>Total de consumidores e parcelamento.....</b>	<b>1.867.541</b>	<b>76.743</b>	<b>41.316</b>	<b>310.007</b>	<b>430.066</b>	<b>21.589</b>	<b>451.655</b>
<b>Supradores:</b>							
Câmara de Comercialização de Energia							
Elétrica - CCEE - Venda de energia.....	-	-	-	1.442	1.442	26.900	28.342
<b>Total de supradores.....</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.442</b>	<b>1,442</b>	<b>26.900</b>	<b>28.342</b>
<b>Total.....</b>	<b>1.867.541</b>	<b>76.743</b>	<b>41.316</b>	<b>311.449</b>	<b>431.508</b>	<b>48.489</b>	<b>479.997</b>

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes.

Dos montantes classificados no realizável a longo prazo, R\$ 26.900 mil em 30 de junho de 2005 e R\$ 27.195 mil em 31 de março de 2005 referem-se as contas a receber informado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (entidade que substituiu o MAE, no novo modelo do setor elétrico), pendente de recebimento. Deste montante em 30 de junho de 2005, R\$ 21.016 mil referem-se a liminares interpostas junto a CCEE por agentes do setor, R\$ 4.009 mil de acordos bilaterais em negociação e R\$ 1.975 mil refere-se a valores já negociados e parcelados. A Sociedade não espera incorrer em perdas com a realização destes valores.

**6. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

A Elektro tem registrado como provisão para créditos de liquidação duvidosa em 30 de junho de 2005, o montante de R\$ 46.563 mil, (R\$ 41.471 mil em 31 de março de 2005), valor este julgado suficiente pela Administração para cobertura de prováveis perdas com recebíveis, incluindo parcelamento de débitos.

Tipos de créditos	Valores em R\$ mil	
	30/06/2005	31/03/2005
Residencial.....	8.752	6.045
Industrial.....	5.734	7.954
Comercial.....	3.454	3.329
Rural.....	391	303
Poder público (federal, estadual e municipal).....	604	1.166
Iluminação pública.....	9.960	9.159
Parcelamentos prefeituras municipais.....	15.600	11.479
Parcelamento privado.....	2.128	2.016
<b>Total.....</b>	<b>46.563</b>	<b>41.471</b>

O aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 5.092 mil, em relação ao trimestre anterior, decorre, principalmente, da inadimplência da classe residencial, reflexo causado pelas mudanças da classificação de clientes da subclasse baixa renda, e da inadimplência das Prefeituras Municipais.

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa está em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.

**7. ENERGIA LIVRE**

A energia livre é a energia produzida por unidades geradoras não vinculadas a Contratos Iniciais de Suprimento de Energia e que complementam e substituem a geração das usinas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Durante a vigência do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determinou uma redução acentuada na geração das usinas participantes do MRE, resultando em exposição financeira dessas geradoras em relação às usinas produtoras de energia livre.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu o limite de R\$ 49,26/MWh para as exposições dos geradores participantes do MRE com relação às compras de energia livre durante o período do racionamento. A diferença entre os preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (sucessor do MAE) vigentes à época do racionamento e o limite citado acima, devida às unidades geradoras produtoras de energia livre, está sendo repassada pelas distribuidoras mensalmente, através de um percentual incidente sobre os recursos efetivamente recebidos através, da RTE (vide nota 3), em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001, cobrada nas tarifas de fornecimento de energia de clientes finais.

Do valor R\$ 115.318 mil, homologado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, a Sociedade tem registrado contabilmente, em 30 de junho de 2005, o saldo de energia livre a receber de R\$ 66.743 mil (R\$ 50.057 mil no ativo circulante e R\$ 16.686 mil no realizável a longo prazo), e a pagar de R\$ 66.763 mil (R\$ 50.072 mil no passivo circulante e R\$ 16.691 mil no exigível a longo prazo), líquido de PIS, COFINS, CPMF, taxa de fiscalização da ANEEL e percentual destinado a pesquisa e desenvolvimento (1% da receita bruta), conforme previsto na Resolução ANEEL nº 89, de 25 de fevereiro de 2003.

Através do mecanismo da RTE o montante de Energia Livre está sendo recuperado a partir de fevereiro de 2003 e repassado às geradoras desde março de 2003, tendo seu término estimado pela Sociedade para outubro de 2006. Esse repasse corresponde a 41,1345% do valor arrecadado mensalmente através da RTE.

A movimentação do saldo de energia livre no trimestre é a seguinte:

	R\$ mil					
	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
Saldo em 31/03/2005.....	47.841	27.807	75.648	47.778	27.550	74.778
Transferências.....	12.175	(2.176)	-	11.805	(11.805)	-
Atualização pela Solic. nº 36/03/2005.....	2.317	955	3.272	2.286	946	3.242
Amortização do 2º Trimestre 2005.....	(12.277)	-	(12.277)	(11.257)	-	(11.257)
Saldo em 30/06/2005.....	50.057	16.686	66.743	50.072	16.691	66.763

**8. RECUPERAÇÃO DAS PERDAS DE RECEITA DECORRENTES DO PROGRAMA DE RACIONAMENTO**

A metodologia de apuração dos valores a serem recuperados a título de perda de receita decorrente do Programa de Racionamento de Energia Elétrica foi regulamentada pela Resolução ANEEL nº 31 de 24 de janeiro de 2002, e sua contabilização foi realizada conforme a Resolução nº 72, de 7 de fevereiro de 2002.

O valor homologado pela ANEEL referente às perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, totalizou R\$ 219.184 mil. O equivalente a 90% deste montante (R\$ 197.266 mil) foi financiado pelo BNDES (vide nota 21).

O referido saldo está sendo amortizado através de um percentual incidente sobre a RTE. Essa amortização teve início em janeiro de 2002, tendo seu término estimado pela Sociedade em agosto de 2006. Até 30 de junho de 2005, foram amortizados R\$ 238.243 mil, sendo R\$ 18.056 mil no 2º trimestre de 2005.

Descrição	Valores R\$ mil
<b>Saldo líquido das perdas de receita decorrentes do racionamento em 31/03/2005.....</b>	<b>91.188</b>
Atualização do período pela taxa Selic (abril a junho 2005).....	3.813
	95.001
Atualização do Período (abril a junho 2005).....	(18.056)
	76.945
<b>Saldo do Curto Prazo.....</b>	<b>81.556</b>
<b>Saldo do Longo Prazo.....</b>	<b>15.389</b>
<b>Saldo líquido em 30/06/2005.....</b>	<b>76.945</b>

#### 9. CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÕES DE VALORES DE ITENS DA PARCELA A - CVA

O saldo de R\$ 170.653 mil, em 30 de junho de 2005 (R\$ 205.457 mil, em 31 de março de 2005), demonstrado no quadro abaixo, refere-se ao reconhecimento dos efeitos econômicos e financeiros das variações dos custos da Parcela A e CVA. Estas variações são apuradas através da diferença entre os gastos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da apuração da tarifa nos reajustes tarifários anuais.

O mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica está previsto no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, em conformidade com a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, Portaria Interministerial nº 25 dos Ministérios de Estado da Fazenda e de Minas e Energia, de 24 de janeiro de 2002, Resoluções ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, e nº 90, de 18 de fevereiro de 2002.

Descrição	Variações Apuradas nos Períodos - R\$ mil					Total
	30/06/2005				Total	
	CVA					
	Parcela A					
	jan/01 a out/01	ago/02 a jul/03	ago/03 a jul/04	ago/04 a jun/05		Total
Custo da energia de Itaipu .....	36.701	18.157	(17.712)	2.519	39.755	24.885
Transporte de energia - Itaipu.....	164	68	297	87	616	616
Energia comprada.....	3.054	-	-	(53.783)	(50.739)	(15.999)
Encargos de conexão .....	717	-	-	-	717	717
Encargos de serviço de sistema - ESS.....	-	45.628	6.609	6.894	60.131	59.905
Uso da rede básica.....	1.540	(2.202)	3.677	(9.974)	(6.959)	940
<b>Subtotal diferido da energia comprada .....</b>	<b>42.266</b>	<b>62.651</b>	<b>(7.129)</b>	<b>(54.267)</b>	<b>43.521</b>	<b>71.044</b>
Conta de consumo de combustível - CCC .....	12.332	1.278	12.914	18.532	44.556	43.485
Conta de desenvolvimento energético - CDE.....	-	15.548	18.316	11.014	45.878	41.027
Reserva global de reversão - RGR.....	(920)	-	-	-	(920)	(920)
Taxa de fiscalização ANEEL.....	782	-	-	-	782	782
<b>Total das variações dos itens da CVA.....</b>	<b>54.460</b>	<b>79.477</b>	<b>25.101</b>	<b>(25.221)</b>	<b>133.817</b>	<b>155.418</b>
Total da variação Selic .....	58.589	41.094	4.271	(2.552)	101.412	94.894
<b>Total principal CVA atualizado.....</b>	<b>113.059</b>	<b>120.571</b>	<b>29.372</b>	<b>(27.773)</b>	<b>235.229</b>	<b>250.312</b>
Amortização da CVA.....	-	(44.485)	(20.090)	-	(64.575)	(44.855)
<b>Total.....</b>	<b>113.059</b>	<b>76.085</b>	<b>9.282</b>	<b>(27.773)</b>	<b>170.653</b>	<b>205.457</b>
<b>Ativo circulante .....</b>	<b>-</b>	<b>58.860</b>	<b>9.282</b>	<b>-</b>	<b>68.142</b>	<b>72.053</b>
<b>Realizável a longo prazo .....</b>	<b>113.059</b>	<b>17.225</b>	<b>-</b>	<b>(27.773)</b>	<b>102.511</b>	<b>133.404</b>
	<b>113.059</b>	<b>76.085</b>	<b>9.282</b>	<b>(27.773)</b>	<b>170.653</b>	<b>205.457</b>

**9.1. PARCELA A**

Em 29 de agosto de 2002, através da Resolução nº 482, a ANEEL homologou o valor da Parcela A no montante de R\$ 58.910 mil (R\$ 54.460 mil de principal, acrescido da atualização pela taxa Selic até a data da homologação de R\$ 4.450 mil), referentes ao período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001. Deste valor, 90% (R\$ 53.019 mil) foi financiado pelo BNDES, cuja liberação ocorreu em setembro de 2002.

Em 30 de junho de 2005, o montante da Parcela A atualizado monetariamente pela Selic, totalizou R\$ 113.059 mil. O início da amortização é estimado pela Sociedade para outubro de 2006, tendo o seu término previsto para outubro de 2007, através do mecanismo semelhante ao da RTE, em vigor desde 27 de dezembro de 2001.

**9.2. CVA**

A Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, alterou o prazo de repasse dos valores relacionados a CVA ao reajuste tarifário anual das distribuidoras de energia elétrica. No caso da Elektro as variações ocorridas entre agosto de 2002 e julho de 2003 estão sendo repassadas aos consumidores nos 24 meses subsequentes ao reajuste anual ocorrido em agosto de 2004. Do total das variações apuradas neste período e atualizadas pela taxa Selic (R\$ 120.571 mil), já foram amortizadas R\$ 44.486 mil até 30 de junho de 2005.

Em decorrência do adiamento do repasse nas tarifas dos valores apurados com a aplicação do mecanismo de compensação da CVA, foi criado, através da Medida Provisória nº 127, de 4 de agosto de 2003, o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, que autorizou, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o financiamento dos valores da CVA não repassados às tarifas nos reajustes tarifários das Concessionárias.

Os recursos deste financiamento foram liberados em 3 parcelas, corrigidos pela taxa Selic desde a data do reajuste tarifário em 27 de agosto de 2003 até a data da liberação de cada parcela, o que totalizou R\$ 98.026 mil, conforme determinado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 (vide nota 21).

No último reajuste tarifário também foram repassadas às tarifas, as variações apuradas no período de agosto de 2003 a julho de 2004 no valor total, atualizado pela taxa Selic até 30 de junho de 2005, de R\$ 29.372 mil. Deste valor já foram amortizados R\$ 20.090 mil.

Em 30 de março de 2005, foi publicada a Resolução Normativa nº 153 que estabelece critérios e procedimentos para cálculo e repasse, às tarifas de fornecimento de energia elétrica, do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica, conforme publicado na Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, alterando a redação da Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002. A referida portaria incluiu na Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A – CVA as variações ocorridas entre os reajustes tarifários, do custo de aquisição de energia elétrica. A recomposição destas variações na tarifa, está condicionada à celebração de aditivo ao Contrato de Concessão. Em conexão com esta determinação, em 12 de julho de 2005, foi assinado o segundo termo aditivo ao contrato de concessão da Elektro.

Nas variações negativas líquidas apuradas entre agosto de 2004 a junho de 2005 no total de R\$ 27.773 mil, já estão considerados as regras da Resolução Normativa nº 153, em conformidade à Portaria Interministerial nº 361. As variações deste período encontram-se pendentes de homologação por parte de órgão regulador, estando sujeitos a eventuais alterações quando de sua homologação definitiva e devem ser repassados às tarifas a partir do próximo reajuste tarifário de 27 de agosto de 2005.

**10. RECOMPOSIÇÃO PIS/COFINS**

Em conformidade com o Contrato de Concessão e o disposto no artigo 9º, parágrafo 3º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que assegura o direito à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária, a Elektro vem procedendo ao reconhecimento, desde dezembro de 2004, no ativo realizável a longo prazo, (i) dos valores apurados em consequência da mudança do critério de tributação para não cumulatividade conforme Lei 10.637/02, do PIS a partir de dezembro de 2003, no montante de R\$ 18.850 mil de principal e R\$ 922 mil de atualização monetária e; (ii) Lei 10.833/03 do COFINS, a partir de fevereiro de 2004, no montante de R\$ 61.735 mil de principal e de R\$ 1.745 mil de atualização monetária.

Esses valores estão sendo contabilizados de acordo com o Ofício Circular nº 302/2005 – SFF/ANEEL.



Os valores reconhecidos até 30 de junho de 2005 estão pendentes de homologação e serão incorporados às tarifas, em prazo a ser definido pela ANEEL, entretanto, não superior a três anos, conforme definido no Ofício nº. 2237/2004-SFF/SER/ANEEL, de 17 de dezembro de 2004.

#### 10.1. METODOLOGIA DE INCLUSÃO DO PIS/COFINS NA COMPOSIÇÃO DA TARIFA

Em 23 de junho de 2005, a ANEEL disponibilizou o Aviso de Audiência Pública nº 014/2005, com a proposta de metodologia de cálculo a ser adotada pelas distribuidoras de energia elétrica para adicionarem as despesas com PIS/Pasep e Colins às faturas de energia elétrica. A metodologia definirá os critérios para que as empresas apurem o impacto financeiro provocado pela elevação das alíquotas dos tributos pelas Leis nº 10.637/02 (PIS/Pasep) e nº 10.833/03 (Colins).

Com a mudança da sistemática de apuração dos tributos pelas empresas, determinada pela legislação acima citada, a ANEEL está excluindo os impostos do cálculo das tarifas das distribuidoras quando do reajuste ou revisão e autorizou essas distribuidoras a cobrar separadamente o PIS/Colins dos consumidores. As faturas deverão conter a informação ao consumidor sobre o montante do tributo incluído na conta de energia elétrica, a exemplo do que ocorre atualmente com o ICMS. Esse procedimento deverá ser adotado pela Elektro a partir de 27 de agosto de 2005, data do próximo reajuste tarifário.

#### 11. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 216, de 26 de agosto de 2004, revisou de forma definitiva o índice de reposicionamento tarifário de agosto de 2003 para 28,69%, exceto com relação aos valores referente às adições e baixas dos bens e instalações ocorridas entre a data base do laudo de avaliação (março de 2003) e julho de 2003, que deverão ser acrescidos no reajuste tarifário de 27 de agosto de 2005. A diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003 (20,25%) está sendo considerada nos reajustes tarifários anuais aplicáveis de 27 de agosto de 2004 a 26 de agosto de 2007. O valor correspondente ao diferimento do reposicionamento tarifário está sendo reconhecido contabilmente como receita operacional, considerando o cálculo "pró-rata dia" para o período de 12 meses, desde 27 de agosto de 2003. A amortização deste ativo regulatório, cuja escala de valores de amortização foi pré-definida pela Aneel, iniciou-se em 27 de agosto de 2004, conforme demonstrado abaixo:

	Ativo R\$ mil		
	Circulante	Longo Prazo	Total
Saldo em 31/12/2004.....	129.780	26.698	156.478
Ingresso de receita do reposicionamento tarifário....	35.496	-	35.496
Transferência.....	12.338	(12.338)	-
Amortização do período (janeiro a março 2005).....	(23.551)	-	(23.551)
<b>Saldo em 31/03/2005 .....</b>	<b>154.063</b>	<b>14.360</b>	<b>168.423</b>
Ingresso de receita do reposicionamento tarifário..	35.890	-	35.890
Transferência.....	12.475	(12.475)	-
Amortização do período (abril a junho 2005).....	(23.813)	-	(23.813)
<b>Saldo em 30/06/2005.....</b>	<b>178.615</b>	<b>1.885</b>	<b>180.500</b>

#### 12. CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

Em conformidade com o pronunciamento do IRRACON sobre a contabilização do imposto de renda e da contribuição social, aprovado pela Deliberação CVM 273/98 e Instrução CVM 371/02, representa o saldo dos créditos fiscais diferidos reconhecidos em junho de 2005, na proporção das diferenças temporárias tributáveis realizadas quando da liquidação de passivos atrelados à variação cambial, líquido de amortização referente à compensação do prejuízo fiscal em junho (vide nota 33).

**13. OUTROS CRÉDITOS**

	R\$ mil	
	30/06/2005	31/03/2005
Materiais em reparo .....	2.261	2.692
Desativações e alienações em curso.....	583	722
RGR a compensar .....	409	409
Venda de imóveis.....	2.202	1.950
Adiantamento a empregados .....	053	817
Prestação de serviços.....	1.878	1.504
Convênios de arrecadação (CERESP).....	2.145	2.154
Juros de empréstimos compulsórios - ELETROBRAS.....	3.552	3.039
Créditos diversos.....	240	263
<b>Total.....</b>	<b>14.107</b>	<b>13.568</b>

**14. PERMANENTE****14.1. INVESTIMENTOS**

	R\$ mil	
	30/06/2005	31/03/2005
Terrasos.....	4.264	4.264
Edificações.....	102	104
Terraco Investments Ltd....	3.588	4.071
FINOR.....	1.266	1.198
<b>Total.....</b>	<b>9.220</b>	<b>9.637</b>

**Terraco Investments Ltd.**

O investimento na Terraco Investments Ltd. (TIL), 100% controlada pela Elektro, é avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Não estão sendo apresentadas as Informações Trimestrais individuais da TIL e o consolidado daquela empresa com a Elektro, por não representarem alterações relevantes nas informações trimestrais da Sociedade.

Os principais valores do balanço patrimonial da controlada são os seguintes:

	R\$ mil	
	30/06/2005	31/03/2005
<b>Ativo</b>		
Circulante		
ETB - Energia Total do Brasil Ltda.....	203.288	230.602
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda....	195.678	221.967
Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda.....	21.925	24.872
<b>Total do Ativo</b>	<b>420.889</b>	<b>477.441</b>
<b>Passivo</b>		
Circulante		
Prisma Energy International Inc. ....	417.301	473.370
Patrimônio líquido		
Capital social.....	25.737	29.195
Prejuízos acumulados.....	(22.149)	(25.124)
	<b>3.558</b>	<b>4.071</b>
<b>Total do Passivo e patrimônio líquido</b>	<b>420.889</b>	<b>477.441</b>

Os saldos a receber e a pagar com empresas ligadas referem-se a créditos e empréstimos em moeda estrangeira, sem incidência de juros.

Em 15 de agosto de 2004, como parte do processo do Capítulo 11 do Plano de Reorganização da Enron, a Enron Development Funding Ltd (EDF) cedeu créditos detidos contra a TIL para a Prisma Energy International Inc..

Em março de 2005, a Prisma Energy International Inc., sucessora da Enron Development Funding Ltd. (EDF), concedeu a postergação do vencimento das parcelas vincendas entre março e dezembro de 2004 para março de 2006. A TIL, por sua vez, concedeu a ETB – Energia Total do Brasil Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda.(sucessora da Enron Investimentos Energéticos Ltda.) e EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., postergação de suas parcelas vincendas nas mesmas condições.

**14.2. IMOBILIZADO E DIFERIDO**

	Taxas Anuais Depreciação/ Amortização	R\$ mil			
		30/06/2005		31/03/2005	
		Custo	Depreciação/ Amortização	Líquido	Líquido
<b>Em Serviço</b>					
Intangível.....	0 a 20,0%	20.798	(449)	20.347	20.064
Terrenos.....	-	12.645	-	12.645	12.630
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	2,0 a 5,0%	45.329	(21.237)	24.092	21.970
Máquinas e equipamentos.....	2,0 a 7,7%	2.051.542	(935.293)	1.116.249	1.090.368
Veículos.....	20,0%	23.918	(18.913)	5.005	5.429
Móveis e utensílios.....	10,0%	8.065	(4.177)	3.888	3.311
<b>Distribuição.....</b>		<b>2.162.295</b>	<b>(990.069)</b>	<b>1.182.226</b>	<b>1.153.773</b>
Intangível.....	0 a 20,0%	31.019	(26.293)	4.726	5.405
Terrenos.....	-	189	-	189	189
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	2,0 a 5,0%	6.851	(946)	5.905	5.913
Máquinas e equipamentos.....	2,0 a 7,7%	6.761	(2.392)	4.369	4.323
Veículos.....	20,0%	8.365	(2.014)	6.351	6.219
Móveis e utensílios.....	10,0%	17.500	(7.031)	10.469	10.761
<b>Administração Central.....</b>		<b>70.685</b>	<b>(36.676)</b>	<b>32.009</b>	<b>32.871</b>
<b>Produção.....</b>	<b>2,0 a 6,7%</b>	<b>4.347</b>	<b>(3.215)</b>	<b>1.132</b>	<b>1.154</b>
		<b>2.237.327</b>	<b>(1.021.960)</b>	<b>1.215.367</b>	<b>1.167.797</b>
<b>Ação pela incorporação da Terraço Participações Ltda.:</b>					
- Mais valia do ativo imobilizado.....	5,0%	147.218	(47.846)	99.372	101.213
- Expectativa de rentabilidade futura.....	(*)	1.126.987	(437.712)	689.275	699.996
<b>Atividades não vinculadas à concessão.....</b>		<b>1.274.205</b>	<b>(485.558)</b>	<b>788.647</b>	<b>801.209</b>
		<b>3.511.532</b>	<b>(1.507.518)</b>	<b>2.004.014</b>	<b>1.969.005</b>
<b>Em Curso</b>					
Obras.....		54.182	-	54.182	55.413
Amortizados.....		29.131	-	29.131	25.164
Depósitos judiciais e provisão para desapropriações.....		2.596	-	2.596	2.170
Adiantamentos a fornecedores.....		6.339	-	6.339	-
Materiais em reparo.....		1.822	-	1.822	2.115
		<b>94.060</b>	<b>-</b>	<b>94.060</b>	<b>84.823</b>
Obrigações especiais (vide nota 14.3).....		(239.167)	-	(239.167)	(225.010)
<b>Total do Imobilizado.....</b>		<b>3.366.425</b>	<b>(1.507.518)</b>	<b>1.858.907</b>	<b>1.848.919</b>
<b>Diferido</b>					
Diformento da variação cambial.....	25,0%	169.028	(169.028)	-	-
Outras despesas diferidas.....	20,0%	429	(429)	-	9
		<b>169.457</b>	<b>(169.457)</b>	<b>-</b>	<b>9</b>
<b>Total Imobilizado e Diferido.....</b>		<b>3.535.882</b>	<b>(1.676.975)</b>	<b>1.858.907</b>	<b>1.848.928</b>

(\*) Taxa de 10% para os exercícios de 1999 a 2001 e taxa de amortização conforme curva de rentabilidade projetada para o período renúncia da concessão, conforme consta do Ofício ANEEL nº 2162/2003 e nº 76/2004-SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2003 e 14 de janeiro de 2004, respectivamente, aplicadas desde janeiro de 2002.

**14.2.1. Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda.**

O valor de R\$ 1.274.205 mil, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço Participações Ltda., incorporada pela Sociedade em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado, no valor de R\$ 147.218 mil, foi registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura no valor de R\$ 1.126.987 mil, foi registrada originalmente no ativo diferido e a reclassificação para o imobilizado foi efetuada conforme determinações da ANEEL e CVM.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado é amortizado em 20 anos, de acordo com o prazo médio de vida útil do imobilizado.

O ágio fundamentado em expectativa de rentabilidade futura está sendo amortizado de acordo com a expectativa de rentabilidade projetada para o período remanescente da concessão da Elektro, ou seja, até o ano de 2028, revisada pela ANEEL, conforme Ofício nº 2182, de 23 de dezembro de 2003, a partir de 1º de janeiro de 2002. Entre janeiro de 1999 e dezembro de 2001, o referido ágio foi amortizado a taxa de 10% a.a..

A taxa de amortização do ágio utilizada no exercício de 2005 é de 3,80520% a.a. e está em conformidade com o Ofício nº 2182/2003 e 76/2004-SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2003 e 14 de janeiro de 2004, respectivamente.

**14.3. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	31/03/2005
Contribuição do consumidor.....	153.234	140.880
Doações e subvenções para investimentos...	85.903	76.130
<b>Total</b>	<b>239.167</b>	<b>225.010</b>

As contribuições do consumidor representam recursos pagos à Sociedade pelos consumidores para cobertura dos custos de conexão à rede de energia.

As doações e subvenções para investimentos estão relacionadas aos recebimentos, pela Elektro de doações não vinculadas a qualquer retorno em favor do doador e de subvenções, ambas destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica.

Eventuais compensações destas obrigações especiais dependem de futuras determinações do Poder Concedente. Tendo em vista a natureza destas obrigações, estas não devem ser consideradas como exigibilidade para fins de cálculo de índices econômico – financeiros. As obrigações especiais não estão sujeitas à atualização ou depreciação.

**15. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	31/03/2005
<b>Supridores de energia elétrica</b>		
Moeda nacional		
Supridores .....	107.131	108.867
Cargos de serviço de sistema - ESS.....	1.000	2.960
	<b>108.131</b>	<b>110.867</b>
Moeda estrangeira		
Supridores - Furnas .....	34.352	44.008
Variação cambial - Furnas .....	(465)	483
	<b>33.887</b>	<b>44.491</b>
<b>Total supridores de energia elétrica.....</b>	<b>142.018</b>	<b>155.358</b>
<b>Fornecedores</b>		
Moeda nacional		
Materiais e serviços .....	22.070	18.729
<b>Total fornecedores .....</b>	<b>22.079</b>	<b>18.729</b>
<b>Total fornecedores e supridores de e. elétrica...</b>	<b>164.097</b>	<b>174.087</b>

**16. TRIBUTOS A RECOLHER**

	R\$ mil			
	30/06/2005		31/03/2005	
	Circulante	L. Prazo	Circulante	L. Prazo
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS .....	63.386	-	52.904	-
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido.....	81.316	-	31.622	-
Contribuição financiamento da seguridade social - COFINS .....	14.211	-	14.853	-
Programa de integração social - PIS .....	3.963	-	3.235	-
Imposto de renda retido na fonte - IRRF .....	549	-	578	-
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios:				
COFINS .....	18.828	-	18.010	-
PIS/PASEP .....	2.725	-	2.526	-
Imposto de venda e contribuição social sobre lucro líquido.....	49.980	756	44.789	-
ISS a recolher.....	26	-	26	-
<b>Total.....</b>	<b>234.316</b>	<b>756</b>	<b>178.545</b>	<b>-</b>

Os impostos incidentes sobre ativos regulatórios referem-se ao reposicionamento tarifário de 2003 (vide nota 11).

**17. ENCARGOS DO CONSUMIDOR**

	R\$ mil	
	30/6/2005	31/3/2005
Quota para a reserva global de reversão - RGR .....	2.034	2.206
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC .....	10.425	10.425
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE .....	8.780	8.780
Encargos de capacidade emergencial.....	(18)	8.557
<b>Total.....</b>	<b>19.221</b>	<b>25.968</b>

A quota de RGR é destinada à União, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhorias dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor é representado por 2,5% aplicado sobre o ativo reversível, limitado a 3% da receita líquida.

A quota de CCC é a parcela do racionamento da conta de consumo dos combustíveis fósseis (carvão, óleo e gás) consumidos pelas usinas termelétricas dos sistemas interligados (Sul, Sudeste e Centro-Oeste) e isolados, atribuído à área de concessão da Elektro.

A quota de CDE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e homologada pela Resolução ANEEL nº 42, de 31 de janeiro de 2003, objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e também à universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional.

Conforme Resolução ANEEL nº 71, de 7 de fevereiro de 2002, os encargos de capacidade emergencial estão sendo cobrados desde março de 2002 dos clientes finais, exceto os residenciais classificados como baixa renda, classe baixa tensão - B1 e rural classe baixa tensão - B2 com consumo abaixo de 350 KWh/mês. Os valores arrecadados são repassados para a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, e têm o objetivo de custear a disponibilidade das usinas térmicas participantes do programa emergencial, contratadas junto a CBEE.

**18. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS**

Periodicamente, a Administração da Sociedade revisa os questionamentos judiciais a que está sujeita e, baseada na opinião de seus assessores legais, identifica a necessidade de revisão dos valores provisionados, bem como casos que requeiram a constituição de novas provisões. Dada a dificuldade de classificação em relação ao prazo esperado de liquidação das contingências, conservadoramente a Sociedade as manteve classificadas no passivo circulante.

As provisões refletem as perdas futuras prováveis e apresentam a seguinte mutação no trimestre:

PROVISÕES	R\$ mil				saldo em 30/06/2005
	saldo em 31/03/2005	Ingressos	Atualização	Saídas	
Cíveis, trabalhistas e regulatórias ....	29.849	6.351	-	(3.229)	32.971
Reajuste tarifário.....	5.624	-	-	-	5.624
Desapropriações.....	1.656	418	-	-	2.084
Fiscais:					
- COFINS.....	58.330	-	1.721	-	60.051
- PIS .....	11.345	-	326	-	11.667
ICMS - Demanda.....	29.678	-	894	-	30.572
<b>Total</b>	<b>136.488</b>	<b>6.769</b>	<b>2.941</b>	<b>(3.229)</b>	<b>142.969</b>

**Cíveis, trabalhistas, regulatórias e desapropriações**

Provisões para fazer frente à cobertura de processos cíveis, trabalhistas, regulatórias e de desapropriações decorrentes da atividade operacional da Elektro.

**Reajuste tarifário**

Provisões efetuadas para fazer frente a eventuais ações contra reajustes de tarifas de fornecimento de energia elétrica ocorridos durante períodos de congelamento de preços ocorridos em 1986.

**PIS/COFINS – Ampliação da base de cálculo**

Refere-se ao questionamento do direito de recolher o PIS/COFINS nos termos do que prevê a Lei Complementar 70/91, considerando a incidência somente sobre o faturamento, excluindo-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

Em 29 de setembro de 2004, a Sociedade tomou conhecimento da sentença desfavorável à Elektro, quanto ao questionamento do direito de recolher a COFINS nos termos que prevê a Lei Complementar 70/91. A Sociedade protocolou, em 14 de outubro de 2004, Recurso Especial perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e Recurso Extraordinário perante o Supremo Tribunal Federal (STF).

Em 18 de outubro de 2004, a Sociedade ajuizou medida cautelar perante o Tribunal Regional Federal (TRF) para assegurar efeito suspensivo aos referidos recursos. Em 10 de novembro de 2004, foi publicada no Diário Oficial do Estado, decisão favorável ao deferimento da Liminar concedendo a referida suspensão.

Paralelamente, a Sociedade impetrou Mandado de Segurança com Pedido de Liminar buscando o reconhecimento da não incidência da COFINS sobre as variações cambiais de receitas oriundas de operações financeiras, antes da liquidação destas últimas. Em 28 de outubro de 2004 a liminar foi obtida.

Tendo em vista que há controvérsia e que a discussão não foi julgada em esfera superior, a Sociedade mantém 100% dos valores provisionados.

**ICMS - Demanda**

Refere-se à discussão sobre a definição da base de cálculo do ICMS sobre o fornecimento de energia nos termos dos contratos firmados pela Sociedade com seus clientes do Grupo A, nos quais se garante a disponibilidade para o fornecimento de um certo volume de demanda, ainda que o nível contratado não venha a ser efetivamente fornecido (demanda contratada x demanda medida).

Em 6 de dezembro de 2004 a Elektro recebeu Auto de Infração referente ao período de julho de 1998 a abril de 2004. O valor contabilizado em 30 de junho de 2005 é de R\$ 30.572 mil, sendo R\$ 19.939 mil de principal e R\$ 10.633 mil de variação monetária.

A Sociedade protocolou Recurso Administrativo na Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, em 11 de janeiro de 2005, contestando os termos da referida autuação.

**19. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	31/3/2005
Consumidores-contas recebidas a maior.....	1.670	2.615
Fundação CESP.....	4.419	3.426
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	370	370
Provisão para tarifa bancária.....	1.208	1.130
Financiadora de estudos e projetos - Finep.....	385	385
Repasse do seguro residencial.....	1.205	1.045
Repasse de contribuição do serviço de ilum. pública....	3.070	3.072
ISS - Prefeituras diversas.....	320	266
Outros.....	1.630	1.158
<b>Total.....</b>	<b>14.277</b>	<b>13.527</b>

**20. DEBÊNTURES****1ª Emissão**

Aprovadas conforme deliberações das Assembléias Gerais Extraordinárias realizadas, respectivamente, em 30 de março e 12 de setembro de 2000, e pela Comissão de Valores Mobiliários, em 3 de outubro de 2000, sendo registrada sob o nº CVM/SER/DEB-2000/026.

As características gerais da emissão são as seguintes:

- ✓ Tipo: debêntures simples, escriturais, não conversíveis para distribuição pública
- ✓ Valor: R\$ 62.500.000,00
- ✓ Valor nominal: R\$ 10.000,00 por debênture
- ✓ Série: Única
- ✓ Quantidade: 6.250 debêntures
- ✓ Remuneração: IGP-DI + 11,4% a.a.
- ✓ Pagamento dos juros: anualmente
- ✓ Amortização do principal: pagamento ao final de 5 anos, em 10 de maio de 2005
- ✓ Garantia: flutuante sobre os ativos totais da Sociedade, excluindo-se os ativos já vinculados a empréstimos.

Em 10 de maio de 2005, data prevista de vencimento, ocorreu o pagamento final dos juros e do principal, no montante de R\$ 24.944 mil. Nesta mesma data o saldo de 5.050 debêntures que permaneciam em tesouraria foi cancelado.



**21. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

	CIRCULANTE - R\$ mil						LONGO PRAZO - R\$ mil			
	30/06/2005			31/03/2005			30/06/2005		31/03/2005	
	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Total	Principal	Total
<b>Moeda Nacional</b>										
Fundação Cesp.....	7.674	-	7.674	10.246	-	10.246	33.089	33.088	33.182	33.182
<b>União</b>										
Fiume(**).....	33.867	157	34.024	33.370	245	33.615	14.112	14.112	22.380	22.380
Racionamento/Parcela A(**).....	54.309	474	54.783	60.832	721	61.553	-	-	-	-
OVA(**).....	59.049	511	59.560	60.299	721	61.020	-	-	-	-
Eletrobrás - Luz do Campo.....	420	-	420	420	-	420	560	560	565	565
Eletrobrás - Reluz.....	3.686	-	3.686	3.686	-	3.686	3.078	3.078	3.993	3.993
Eletrobrás - Alpara Teófilo.....	-	-	-	-	-	-	4.697	4.697	4.443	4.443
<b>Total.....</b>	<b>150.596</b>	<b>1.182</b>	<b>150.780</b>	<b>208.652</b>	<b>1.687</b>	<b>210.339</b>	<b>55.540</b>	<b>55.540</b>	<b>64.673</b>	<b>64.673</b>

(\*) Depósitos efetuados por instituições financeiras, agentes do BNDES.

(\*\*) Empréstimo Emergencial do BNDES referente a 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento de energia (vide nota 9) e dos itens da Parcela A (vide nota 9). A parcela referente à perda de receita foi integralmente quitada em fevereiro de 2005.

(\*\*\*) Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica do BNDES relacionada à Rodovia 116 da ANEEL (vide nota 9).

Vencimentos do Principal e Encargos a Longo Prazo	
R\$ mil	
Ano	30/06/2005
2006	17.686
2007	4.948
2008	3.369
2009	3.369
2010	3.369
Após 2010	22.799
<b>Total</b>	<b>55.540</b>

**Condições Contratuais:**

Tipo	Garantias	Condições Gerais
<b>Fundação Cesp</b>		
Confissão da Dívida IL.....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	TR + 8% a.a. ou custo atrelado (*)
Confissão da Dívida IL.....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	IGP-DI + 8,0% a.a.
<b>BNDES</b>		
Fiume.....	Vinculação das receitas provenientes de venda de energia e promessa	TJLP + 4,25% a.a.
Racionamento/Parcela A.....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SOLIC + 1,0% a.a.
OVA.....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SOLIC + 1,0% a.a.
<b>Eletrobrás - Reluz</b> .....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a. (**)
<b>Eletrobrás - Luz do Campo</b> .....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a. (**)
<b>Eletrobrás - Luz para todos</b> .....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a. (**)

(\*) O maior valor entre os dois índices. O custo atrelado equivale a IGP-DI + 8% a.a.

(\*\*) Reserva global de reversão - RGR é indexada à variação da LFR, que tem se mantido constante.

Os indexadores referentes às obrigações por empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações acumuladas no encerramento dos períodos de janeiro a março e de janeiro a junho de 2005 e 2004 e de janeiro a dezembro de 2004:

Índices	Variação % acumulada nos períodos				
	30/06/2005	31/03/2005	31/12/2004	30/06/2004	31/03/2004
US\$	-1,45	0,44	-6,13	7,56	0,67
IGP-M	1,75	1,55	12,41	6,79	2,73
TR	1,31	0,55	1,82	0,77	0,36
IGP-DI	1,53	1,73	12,14	6,90	2,84
TJLP	4,78	2,35	9,81	4,82	2,41
SELIC	8,94	4,18	10,24	7,60	3,78
Custo atuarial (*)	5,57	7,83	18,85	10,11	4,39

(\*) IGP-DI + 6% a.a.

## 22. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS

Credores	CIRCULANTE - R\$ mil		LONGO PRAZO - R\$ mil					
	30/06/2005	31/03/2005	30/06/2005			31/03/2005		
	Empréstos	Empréstos	Principal	Juros	Total	Principal	Juros	Total
<b>Moeda Nacional</b>								
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	78	1.065	39.897	7.572	47.469	39.810	7.572	47.986
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>								
Prisma Energy Brazil Finance Ltd. ....	2.448	2.677	557.500	-	557.500	494.180	153.447	653.927
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ....	-	438	-	-	-	50.461	27.524	107.988
Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. ....	-	49	-	-	-	8.873	3.069	12.541
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (I) .....	-	449	-	-	-	89.937	28.171	117.308
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (II) .....	1.163	18.559	590.046	75.897	576.543	568.140	88.208	654.345
	3.613	22.170	1.088.446	75.997	1.144.443	1.234.681	334.619	1.539.310
<b>Total.....</b>	<b>3.695</b>	<b>23.235</b>	<b>1.128.348</b>	<b>83.560</b>	<b>1.211.912</b>	<b>1.274.507</b>	<b>312.181</b>	<b>1.586.688</b>

### Condições Contratuais:

Credores	Condições Gerais
<b>Moeda Nacional</b>	
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	IGP-M + 10% a.a.
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>	
Prisma Energy Brazil Finance Ltd. ....	Variação cambial + 15% a.a.
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ....	Variação cambial + 15% a.a.
Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. ....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (I) .....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (II) .....	Variação cambial + 12% a.a.

Os saldos dos empréstimos de longo prazo junto à Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (sucessora da Enron Brazil Power Holdings IV Ltd.), EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. (sucessora da Enron Investimentos Energéticos Ltda.) e ETB - Energia Total do Brasil Ltda. totalizando R\$ 590.048 mil representam a obrigação equivalente à Nota de US\$ 250 milhões, com juros de 15% a.a., incorporada da Terraço Participações Ltda., e contemplada na apuração do Fluxo Financeiro constante do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Elektro (vide nota 36).

Em 4 de dezembro de 2001, as empresas credoras ligadas à Elektro concederam prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, como segue:

- (i) R\$ 192,5 milhões, que correspondem a US\$ 81,9 milhões em 30 de junho de 2005, referentes aos juros sobre a dívida em moeda estrangeira, cujo principal corresponde a US\$ 250 milhões contratados junto a Prisma Energy Brazil Finance Ltd., EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;
- (ii) R\$ 7,5 milhões referentes aos juros sobre a dívida, em moeda nacional, no montante de R\$ 21 milhões contratados junto a ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;
- (iii) R\$ 152,0 milhões, que correspondem a US\$ 64,7 milhões em 30 de junho de 2005, referentes aos juros da dívida em moeda estrangeira, cujo principal corresponde a US\$ 213 milhões contratados junto a ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;
- (iv) R\$ 517 milhões relativos às parcelas da operação de resgate de ações devidas a EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda. (vide nota 23).

Tais valores foram postergados, respectivamente, para pagamento em dezembro de 2008, no caso do item (i), dezembro de 2007, no caso dos itens (ii) e (iii), e junho de 2005, no caso do item (iv).

Em março de 2004 foram retomados os pagamentos de juros referentes às dívidas com pessoas ligadas, sendo que no 1º semestre de 2005 foram pagos R\$ 82.622 mil.

Em dezembro de 2002, foi concluído novo processo de reestruturação da dívida no montante de US\$ 213 milhões com a ETB – Energia Total do Brasil Ltda., em função de negociações havidas entre ETB, Banca Intesa S.p.A., Enron Corp. e Elektro, que proporcionaram à Elektro: (i) extensão do prazo de pagamento do principal, em 11 parcelas semestrais, a partir de 23 de dezembro de 2007 e com término em 23 de dezembro de 2012; (ii) pagamentos de juros semestrais à taxa de 12% a.a. entre junho de 2004 e junho de 2007; não havendo incidência de quaisquer juros ou encargos sobre o principal a partir de dezembro de 2007; (iii) descontos de 37,6% sobre o valor total dos juros postergados referentes aos exercícios de 2002, 2003 e os juros vencíveis em dezembro de 2007, totalizando um desconto de US\$ 24,4 milhões, e pagamento do valor remanescente de US\$ 40,4 milhões também em 11 parcelas semestrais vencíveis entre 23 de dezembro de 2007 e 23 de dezembro de 2012; e (iv) pagamento dos juros originalmente vencíveis em 23 de dezembro de 2001, em 23 de junho de 2004, sem incidência de quaisquer juros ou encargos adicionais.

Conforme as condições contratuais firmadas entre Elektro, ETB, Enron Corp. e Banca Intesa S.p.A, a Elektro constituiu caução de fundos em valores mensais variáveis, de acordo com as condições acordadas no referido contrato de caução, podendo variar entre o equivalente em reais a US\$ 1,1 milhão até US\$ 5,8 milhões, sendo que o valor da caução não poderá ultrapassar 15% da receita bruta mensal da Elektro. Em 30 de junho de 2005, o saldo acumulado depositado em caução, correspondente a essa dívida é de R\$ 23.714 mil.

Em novembro de 2004, a Banca Intesa S.p.A. cedeu para o Citigroup Financial Products Inc.(Citigroup) todos os seus direitos e obrigações vinculadas à nota de US\$ 213 milhões, devida pela ETB. Todas as cláusulas contratuais permaneceram as mesmas, não ocasionando nenhum ônus adicional para a ETB e para a Elektro, que são partes desse empréstimo. Em 23 de junho de 2005, o Citigroup cedeu para a Prisma Energy International Inc., todos os seus direitos e obrigações vinculadas à nota de US\$ 213 milhões, devida pela ETB, sem nenhum ônus adicional para ETB e para a Elektro.

O cronograma de pagamentos, incluindo a reestruturação da dívida com a ETB, é o seguinte:

Vencimentos do principal e encargos a longo prazo - R\$ mil		
Ano	30/06/2005	31/03/2005
2007	99.909	106.874
2008	692.481	1.003.934
2009	104.880	118.972
2010	104.880	118.972
2011	104.881	118.972
2012	104.881	118.974
<b>Total</b>	<b>1.211.912</b>	<b>1.586.698</b>

Em 28 de abril de 2005, foi transferida a titularidade dos credores, através de termo de retificação de obrigações intercompartilhadas entre a Elektro, ETB – Energia Total do Brasil Ltda., EPC Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. e Prisma Energy Brazil Finance Ltd., o qual transferiu todas as obrigações da dívida de US\$ 250.000 mil da Elektro para a Prisma Energy Brazil Finance Ltd., mantendo-se todas as demais condições contratuais existentes. Vide nota explicativa 1.4 sobre os impactos da Reestruturação Financeira sobre estas obrigações.

### 23. CONTAS A PAGAR - ACIONISTAS

Em Assembleia Geral Extraordinária – AGE, realizada em 3 de janeiro de 2001, foi aprovada operação de desdobramento e resgate de ações de emissão da Sociedade.

O resgate de ações ocorreu com a utilização do saldo da Reserva de Capital, Ágio na Emissão de Ações – Subscrição de Capital, no montante de R\$ 676.221 mil.

Em dezembro de 2001, os acionistas controladores concederam à Elektro a postergação dos pagamentos do resgate de ações devidos entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, ficando inalterado o cronograma de pagamento aos acionistas minoritários.

De dezembro de 2001 até junho de 2005 foram pagos R\$ 1.960 mil (R\$ 428 mil no 1º semestre de 2005) destinados exclusivamente aos acionistas minoritários.

Em 3 de fevereiro de 2003, a Elektro recebeu da ANEEL o Termo de Notificação 033/2003 e o Relatório de Fiscalização nº 19/02, datado de 30 de dezembro de 2002, determinando o desfazimento integral da operação de desdobramento e resgate de ações, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001, com o conseqüente estorno contábil dos lançamentos, adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos.

Com base em parecer de seus assessores legais, em 18 de fevereiro de 2003, a Elektro protocolou junto a ANEEL, manifestação a respeito das determinações dos referidos Termo de Notificação do Relatório de Fiscalização.

Em 21 de junho de 2004, a ANEEL encaminhou Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF no montante de R\$ 4.284 mil, referente ao respectivo Termo de Notificação 033/2003 e os fatos apontados no Relatório de Fiscalização nº 19/02, de 30 de dezembro de 2002.

Com base em parecer de seus assessores legais, a Elektro interpôs recurso contra a imposição de penalidade determinada no Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF junto a ANEEL em 16 de julho de 2004.

A Elektro e os acionistas controladores celebraram acordo suspendendo os pagamentos da operação de resgate até a conclusão das negociações com a ANEEL. Foram pagos neste 2º trimestre apenas R\$ 216 mil aos acionistas minoritários da Elektro. Vide nota explicativa 1.4 sobre os impactos da Reestruturação Financeira sobre esta obrigação.

### 24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

#### 24.1. CAPITAL SOCIAL

O capital social subscrito e integralizado é assim composto em 30 de junho de 2005:

Acionistas	Quantidade de Ações			R\$ mil
	Ordinárias	Preferenciais	Total	
EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.	64.231.388.505	-	64.231.388.505	451.909
Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda.	7.125.090.525	-	7.125.090.525	50.130
ETB – Energia Total do Brasil Ltda.	-	65.914.740.402	65.914.740.402	463.753
Demais acionistas	28.458.372	492.184.187	520.642.559	3.663
<b>Total</b>	<b>71.384.937.402</b>	<b>66.406.924.589</b>	<b>137.791.861.991</b>	<b>969.455</b>

As empresas Controladoras (EPC – Empresa Paranaense e Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda.) possuem 99,96% das ações ordinárias e 99,26% das ações preferenciais.

É previsto no Estatuto Social que as ações ordinárias e preferenciais têm direitos a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos do inciso I do art. 202 da Lei nº 6.404/76.

As ações preferenciais não possuem direito a voto. No entanto, tem prioridade no reembolso do capital e o direito de receber dividendos no mínimo 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

#### 24.2. RESERVA DE CAPITAL

É composta pela remuneração sobre o capital próprio aplicado nas imobilizações em curso no valor de R\$ 13.502 mil calculados até o ano de 2001 e aplicação no fundo FINOR no valor de R\$ 1.609 mil.

#### 24.3. PREJUÍZOS ACUMULADOS

Em 30 de junho de 2005, o saldo dos Prejuízos Acumulados é de R\$ 328.249 mil. Este resultado é reflexo, principalmente, dos efeitos da variação cambial acumulada de exercícios anteriores sobre os empréstimos com Pessoas Ligadas, denominados em dólar norte-americano, que têm seus vencimentos entre 2007 e 2012.

Os empréstimos com Pessoas Ligadas representam obrigações de longo prazo e, portanto não produzem impacto na liquidez de curto prazo da Sociedade. Vide nota explicativa 1.4 sobre os impactos da Reestruturação Financeira sobre tais obrigações, e a composição detalhada das mesmas na nota 22.

#### 25. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E OUTRAS RECEITAS

As receitas de vendas no período de janeiro a junho de 2005 e 2004 foram geradas principalmente pelo fornecimento de energia elétrica a clientes finais, conforme demonstrado abaixo:

	Jan a Jun/2005		Jan a Jun/2004	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
<b>Fornecimento :</b>				
Residencial.....	1.494.801	612.952	1.402.964	478.508
Industrial.....	1.592.204	402.645	1.998.414	373.188
Comercial.....	663.638	244.263	807.871	193.379
Rural.....	354.183	74.270	309.123	56.947
Poder Público.....	108.962	39.311	106.256	33.121
Iluminação Pública.....	172.428	39.854	183.871	36.662
Serviço Público.....	226.698	56.662	347.223	54.401
	<b>4.612.314</b>	<b>1.469.957</b>	<b>4.955.522</b>	<b>1.227.606</b>
<b>Suprimento :</b>				
CCLE.....	10.508	243	3.853	(278)
Receita do reposicionamento tarifário.....	-	24.022	-	84.770
Encargo de capacidade emergencial.....	-	35.698	-	48.230
Receita uso do sistema.....	-	106.916	-	34.859
Outras receitas.....	-	15.884	-	11.589
	<b>10.508</b>	<b>182.763</b>	<b>3.853</b>	<b>179.170</b>
	<b>4.622.822</b>	<b>1.652.720</b>	<b>4.959.375</b>	<b>1.406.776</b>

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes

**26. GASTOS COM PESSOAL**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	30/06/2004
Remunerações.....	46.098	40.360
Encargos sociais.....	16.926	14.643
Auxílio alimentação.....	3.528	3.450
Assistência médica e outros benefícios.....	3.380	2.799
Ajuste cálculo atuarial deliberação CVM nº 371/01.....	(593)	-
Indenização trabalhista.....	521	725
Providência Privada.....	2.621	2.588
Outros.....	6.811	7.199
(-) Transferências para imobilização em curso.....	(13.595)	(12.619)
<b>Total.....</b>	<b>65.698</b>	<b>59.125</b>
 Custo da operação.....	 49.161	 42.987
Despesas com vendas.....	1.357	1.996
Despesas gerais administrativas.....	15.180	14.163
<b>Total.....</b>	<b>65.698</b>	<b>59.125</b>

**27. GASTOS COM MATERIAIS**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	30/06/2004
Materiais e equipamentos.....	37.661	27.789
(-) Transferências para imobilização em curso.....	(28.019)	(20.158)
<b>Total.....</b>	<b>9.642</b>	<b>7.632</b>
 Custo da operação.....	 8.933	 7.068
Despesas com vendas.....	69	114
Despesas gerais administrativas.....	640	449
<b>Total.....</b>	<b>9.642</b>	<b>7.632</b>

O aumento ocorrido no 1º semestre de 2005 em relação ao mesmo período do ano anterior é explicado principalmente pelo aumento médio de 14% nos preços dos combustíveis e lubrificantes e aumento na instalação de espaçadores de fase.

**28. GASTOS COM SERVIÇOS DE TERCEIROS**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	30/06/2004
Serviços de terceiros.....	62.080	57.483
(-) Transferências para imobilização em curso.....	(24.865)	(26.672)
<b>Total.....</b>	<b>37.215</b>	<b>30.811</b>
 Custo da operação.....	 26.572	 19.248
Despesas com vendas.....	3.315	4.534
Despesas gerais administrativas.....	7.327	7.029
<b>Total.....</b>	<b>37.215</b>	<b>30.811</b>

O aumento ocorrido no 1º semestre de 2005 em relação ao mesmo período do ano anterior é explicado principalmente pela intensificação do Programa de Redução de Perdas de Energia Elétrica com aumento nas inspeções de medidores e pelos reajustes de preços sobre os contratos de leitura e entrega de contas e serviços de corte e religação.

## 29. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

Descrição	30/06/2005		30/06/2004	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
<b>Fornecedores de Energia</b>				
CESP Companhia Energética de São Paulo.....	672.091	47.537	2.587.546	163.738
Cia de Geração de Energia Elétrica Tietê.....	229.609	15.945	484.430	29.517
Duke Energy International Geração Paranapanema S/A.....	178.449	12.705	360.998	23.011
Furnas Centrais Elétricas S/A(**).....	1.563.970	139.908	1.541.952	149.439
Contratos bilaterais.....	339.254	39.292	574.965	58.982
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR.....	2.193.082	126.047	-	-
Uso do transporte de energia.....	-	6.122	-	4.108
Outras.....	2.104	1.728	93.140	2.096
	<b>5.178.259</b>	<b>389.283</b>	<b>5.603.030</b>	<b>430.888</b>
ONS - uso da rede básica.....	-	105.778	-	86.976
CTEEP - Encargos de conexão.....	-	9.882	-	33.433
Encargos de serviços do sistema - ESS.....	-	2.577	-	2.052
Constituição CVA.....	-	49.841	-	(5.366)
Amortização CVA.....	-	18.241	-	-
<b>Total</b>	<b>5.178.259</b>	<b>575.702</b>	<b>5.603.030</b>	<b>546.282</b>

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes.

(\*\*) Contrato de repasse de energia de Itaipu Binacional e tarifa de transporte.

Em 2005, os Contratos Iniciais estão sendo reduzidos para o patamar de 25% do valor inicial, sendo este seu último ano em vigor. Essa redução vem sendo suprida por contratos advindos dos leilões de energia regulados pelo governo federal, particularmente aquele realizado em dezembro de 2004, que resultou em contratos de compra por parte da Elektro com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007 com duração de 8 anos. A Elektro adquiriu 66.025 GWh nos leilões realizados em dezembro de 2004 e abril de 2005, sendo que no leilão ocorrido em dezembro, a Elektro contratou 62.362 GWh de 12 empresas de geração, distribuídos como segue:

- ✓ 36.348 GWh para o período de 2005 a 2012 – Tarifa média R\$ 57,51/MWh
- ✓ 23.351 GWh para o período de 2006 a 2013 – Tarifa média R\$ 67,33/MWh
- ✓ 2.663 GWh para o período de 2007 a 2014 – Tarifa média R\$ 75,46/MWh

Através do leilão realizado em 2 de abril de 2005 a Elektro contratou 3.663 GWh para o período de 2008 a 2015, com tarifa média R\$ 83,13/MWh. Além disso, a partir de Janeiro de 2005, a quota-parte da Sociedade na energia de Itaipu foi revista, passando de 4,297% para 4,390%. Isto significou um aumento de 47 GWh na energia vinculada do Itaipu para a Elektro.

A revisão da potência contratada e da energia vinculada de Itaipu para o ano de 2005, determinada pela Resolução Normativa nº 158/2005, que revogou a Resolução Normativa nº 128/2004, representou um aumento de 2,3 GWh na energia de Itaipu destinada à Elektro, sendo 0,8 GWh já para o primeiro semestre de 2005.

**30. CUSTO DA OPERAÇÃO – OUTROS**

A composição das outras despesas é a seguinte:

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	30/06/2004
Despesas com arrecadação bancária.....	7.470	7.365
Taxa de fiscalização ANEEL.....	2.218	1.785
Aluguéis.....	3.601	2.516
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 6).....	9.427	7.893
Taxas e contribuições.....	1.751	1.479
Despesas com veículos.....	2.214	2.597
Propaganda e publicidade.....	4.454	1.667
Telefonia e telecomunicações.....	5.598	6.056
Software.....	3.086	2.057
Amortização custos racionamento IRT-2003.....	-	4.918
Provisões Cíveis, trabalhistas e outras (vide nota 17).....	7.827	6.056
Diversas.....	8.137	5.450
<b>Total</b>	<b>55.784</b>	<b>49.819</b>
Custo da operação.....	19.399	24.214
Outras despesas operacionais.....	36.385	25.605
<b>Total</b>	<b>55.784</b>	<b>49.819</b>



**31. RESULTADO FINANCEIRO**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	30/06/2004
<b>Receita financeira</b>		
Aplicações financeiras.....	25.562	38.058
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso.....	15.353	13.124
Variação monetária :		
Recuperação das perdas da receita decorrente do racionamento..	7.933	10.432
Conta de compensação de variação de itens da parcela A - CVA...	15.309	14.950
Energia livre.....	6.619	8.014
Outras.....	2.494	1.648
	32.355	35.044
Variação cambial :		
Principal.....	173.751	24.961
Juros.....	42.943	5.996
Energia comprada.....	4.062	1.589
Aplicação financeira - hedge.....	-	599
	220.756	33.145
Outras receitas.....	1.303	2.153
<b>Total de receitas financeiras.....</b>	<b>295.329</b>	<b>121.524</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
CPMF.....	(7.871)	(6.457)
COFINS.....	-	(12.698)
PIS.....	-	671
Juros sobre empréstimos com terceiros.....	(20.233)	(22.902)
Variação monetária :		
Principal - terceiros.....	(2.152)	(4.127)
Principal - pessoas ligadas.....	(951)	(2.378)
Energia livre.....	(6.526)	(7.815)
ICMS - Demanda (vide nota 18).....	(1.716)	-
Outras.....	(4.578)	(7.331)
	(15.923)	(21.652)
Variação cambial :		
Principal.....	(32.972)	(126.053)
Juros.....	(10.099)	(35.951)
Energia comprada.....	(4.062)	(1.589)
Aplicações financeiras.....	(63.296)	(850)
	(110.429)	(165.543)
Juros sobre empréstimos com pessoas ligadas.....	(82.832)	(97.244)
Outras despesas.....	(4.720)	(5.483)
<b>Subtotal de despesas financeiras.....</b>	<b>(242.008)</b>	<b>(331.308)</b>
Transferência para o imobilizado em curso.....	-	104
(-) Amortização da variação cambial diferida de 2004.....	-	(21.128)
<b>Total de despesas financeiras.....</b>	<b>(242.008)</b>	<b>(352.332)</b>
<b>Resultado financeiro líquido.....</b>	<b>53.321</b>	<b>(230.808)</b>

**32. RESULTADO NÃO OPERACIONAL**

Descrição	R\$ mil	
	30/06/2005	30/06/2004
<b>Receitas</b>		
Ganho na alienação de imóveis.....	561	1.791
Outras.....	4.318	5
	<b>4.879</b>	<b>1.796</b>
<b>Despesas</b>		
Perdas na desativação e alienação de bens...	(4.281)	(4.369)
Outras.....	(554)	(240)
	<b>(4.835)</b>	<b>(4.609)</b>
<b>Total</b>	<b>44</b>	<b>(2.813)</b>

**33. IMPOSTO DE RENDA - IR E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL – CS**

Em 30 de junho de 2005, a Sociedade acumulou crédito tributário ativo no montante de R\$ 367.967 mil, sobre prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social. Em contrapartida nesta mesma data, a Elektro possui débito tributário passivo de R\$ 202.201 mil referentes à ganho cambial sobre obrigações em moeda estrangeira por ter adotado a tributação em regime de caixa a partir de janeiro de 2003, conforme previsto na MP Nº 2.158-35 de 24 de agosto de 2001.

A Administração da Elektro reconheceu em 30 de Junho de 2005, parte dos créditos fiscais relativos ao prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social, relacionados à realização da diferenças temporárias tributáveis originadas pela variação cambial credora sobre obrigações em moeda estrangeira liquidadas nesse mês (vide nota 12). O restante do crédito tributário líquido da Sociedade não foi reconhecido.

Após a conclusão do processo de Reestruturação Financeira descrito na nota 1.4, a Sociedade promoverá a revisão de suas projeções financeiras e de recuperação dos créditos tributários e as submeterá para análise e aprovação do Conselho de Administração. Até o final do exercício de 2005, a Administração estima dispor dos requisitos para ajuste definitivo do saldo de créditos tributários em conformidade com a Instrução CVM 371 e Deliberação CVM 273/98.

Adicionalmente, em atendimento à expressa determinação da ANEEL, ainda no exercício de 2005 e em conexão com a Reestruturação Financeira descrita nas notas 1.4 e 39, a Sociedade irá constituir provisão no montante da diferença entre o valor do ágio (fundamentado em expectativa de resultados futuros) e o benefício fiscal decorrente de sua amortização, nos termos das Instruções CVM 319 e 349, de 3 de dezembro de 1999 e 6 março de 2001, respectivamente. A contrapartida do referido lançamento será registrada no Patrimônio Líquido. O saldo líquido resultante deste procedimento será reclassificado para o realizável a longo prazo, como créditos fiscais diferidos. Este procedimento foi analisado e confirmado pela CVM, conforme Ofício CVM/SEP/GEA-1/nº.410/2005 de 20 de julho de 2005.

**33.1. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado do período:**

Descrição	R\$ mil			
	30/06/2005		30/06/2004	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social.....	371.440	371.440	(9.858)	(9.858)
Alíquota nominal dos tributos .....	25%	9%	25%	9%
Encargo do imposto, calculado à alíquota nominal.....	<b>92.848</b>	<b>33.430</b>	<b>(2.464)</b>	<b>(887)</b>
Efeito das adições/exclusões no cálculo do tributo:				
- Permanentes .....	1.313	240	962	345
- Temporárias .....	(5.128)	(1.684)	39.790	13.979
- Transferência para / (compensação de) prejuízos fiscais.....	(25.364)	(9.257)	-	-
Compensação de prejuízos fiscais.....	(9.360)	(3.406)	(5.323)	(2.020)
- Incentivos fiscais.....	(1.478)	-	(85)	-
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado.....</b>	<b>55.833</b>	<b>19.322</b>	<b>32.192</b>	<b>11.417</b>

**34. RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

Os principais fatores de riscos do mercado que afetam os negócios da Sociedade podem ser assim descritos:

**Risco de Exposição Cambial**

O risco de exposição cambial da Sociedade está vinculado às dívidas com pessoas ligadas denominadas em dólares norte-americanos (vide nota 22).

Os pagamentos de energia comprada de Itaipu também são atrelados a esta moeda, porém, a variação cambial referente à compra desta energia está contemplada no reajuste tarifário anual aplicável à Sociedade, conforme mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" (vide nota 9.2).

Visando proteger-se da volatilidade da moeda norte-americana, fazendo frente às obrigações contraídas nesta moeda, a Sociedade optou por destinar parte de seus recursos disponíveis para aplicações financeiras vinculadas ao dólar norte-americano e realizou operações de swap, para trocar o Indexador CDI para variação cambial. Ao final do 2º trimestre de 2005, a Sociedade detinha: (i) R\$ 23 milhões, em aplicações financeiras indexadas à variação do dólar norte americano; e (ii) R\$ 163 milhões de aplicações financeiras com operações de swap. Os ganhos e perdas apurados nas operações de swap são registrados pelo regime de competência.

Do total de suas disponibilidades financeiras e caução de fundos, cerca de 59% estão indexados ao dólar norte americano.

A Sociedade reduziu sua exposição cambial em US\$ 81,9 milhões efetuando em 17 de junho de 2005, o pagamento dos juros diferidos da nota de US\$ 250 milhões com a PEBFL (vide nota 1.4).

**Risco de Crédito**

A Sociedade não realiza análise de crédito de consumidores previamente ao início do fornecimento de energia, em função de ser uma distribuidora de energia elétrica obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão, exigência esta prevista no contrato de concessão assinado com a ANEEL, em 27 de agosto de 1998, bem como na regulamentação do setor elétrico.

Para recuperação da inadimplência, a Sociedade atua através de: (i) da interrupção do fornecimento de energia aos clientes inadimplentes; (ii) de programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; e, (iii) da contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso.

**Reajuste de Tarifas**

O reajuste anual de tarifas de fornecimento de energia elétrica contratual da Sociedade ocorre no dia 27 de agosto de cada ano, data da assinatura do contrato de concessão, o visa manter o equilíbrio econômico-financeiro da Sociedade. É composto pela variação dos itens não controláveis, definidos como Parcela A, e pela variação do IGP-M para os itens controláveis, denominados como Parcela B.

O contrato de concessão também prevê revisões tarifárias periódicas dos valores das tarifas reguladas, tendo como base: (i) a remuneração sobre o valor de reposição do ativo em serviço da concessão; (ii) a estrutura de custos; e, (iii) os ganhos de produtividade a serem repassados para os clientes finais. A primeira revisão periódica ocorreu em 27 de agosto de 2003 e a partir dessa data, ocorrerá a cada quatro anos.

Através do Acordo Geral do Setor Elétrico, foi estabelecido o mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" como instrumento para registro das variações de valores dos itens não controláveis e que ocorram entre os reajustes tarifários anuais, de forma a serem repassadas às tarifas de fornecimento, desde que desembolsadas até trinta dias antes da data do reajuste anual, corrigidas pela taxa Selic, no reajuste anual contratual (vide nota 9.2).

**Risco de Mercado**

O fornecimento de energia elétrica é, na sua quase totalidade, garantido principalmente por contratos iniciais de suprimento de energia, assinados no início das operações da Elektro, pelo suprimento da energia proveniente de Itaipu e por compras realizadas através de contratos bilaterais e leilões, estes iniciados no final de 2004.

A partir de 2003, o volume de suprimento de energia elétrica prevista nos Contratos Iniciais passou a sofrer uma redução anual de 25%.

O atendimento da demanda de energia dos clientes da Sociedade foi garantido até o final do exercício de 2004 através dos Contratos Iniciais, suprimento proveniente de Itaipu, contratos bilaterais e de compras na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, dentro do limite permitido pela legislação vigente.

A partir de 2005, de acordo com as novas regras de funcionamento do setor de energia elétrica, introduzidas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, as distribuidoras são obrigadas a adquirir 100% da energia necessária para atender seus clientes mediante contratos regulados em leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, segundo regras estabelecidas pela ANEEL/MME. Vide na nota 29 informações sobre os volumes adquiridos pela Sociedade nos leilões de energia realizadas até o momento.

#### **Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica**

A Elektro, visando reduzir a sua exposição no caso de falha operacional no fornecimento de energia, dispõe de duas subestações móveis próprias, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia.

Adicionalmente a Elektro realizou a partir de 2002 e até junho de 2005, investimentos no montante de aproximadamente R\$ 9 milhões, implantando novas tecnologias, através da digitalização de onze subestações e melhorias nos sistemas de proteções, executando 131 substituições de disjuntores, reduzindo custos de manutenção, operacional e reduzindo o tempo de restabelecimento no caso de falhas e evitando o colapso técnico nestas subestações.

### **35. PLANO DE PENSÃO**

Em conformidade com a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, a partir de 31 de dezembro de 2001 as empresas de capital aberto devem registrar as obrigações oriundas dos benefícios concedidos aos empregados com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

A fim de atender a essa exigência, a Sociedade contrata anualmente consultoria externa para a realização de avaliação atuarial dos benefícios previdenciários oferecidos a seus empregados.

O plano de aposentadoria é o único benefício pós-emprego oferecido pela Elektro.

A Sociedade é patrocinadora de dois planos de suplementação de aposentadoria e pensão aos seus funcionários, ambos administrados pela Fundação CESP, conforme segue:

**PSAP/CESP B:** Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS, corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto calculado proporcionalmente até aquela data; e

**PSAP/CESP B1:** Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – PSAP Elektro, iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto de Benefício Definido para 70% do salário real de contribuição e de Contribuição Definida para os demais 30%, sendo o salário real de contribuição limitado a R\$ 14.650,10, em 30 de junho de 2005 (R\$ 14.650,10 em 31 de março de 2005).

O regime financeiro, dos planos citados acima é o de capitalização, ou seja, as necessidades de reservas, são apuradas com base no valor presente dos benefícios a serem pagos, deduzido do valor presente das contribuições e rendimentos.

O plano PSAP/CESP B está fechado para adesões. Quando o plano PSAP/CESP B1 foi criado, ofereceu-se aos participantes a possibilidade de migração do plano PSAP/CESP B para o PSAP/CESP B1. Os participantes que migraram adquiriram o direito de receber um benefício saldado – BSPS, proporcional ao tempo de participação naquele plano, e puderam optar por contribuir para o novo plano ou apenas aguardar o prazo da elegibilidade para recebimento do BSPS, sem acumular benefícios adicionais no futuro.

As contribuições da Elektro, referentes ao PSAP são baseadas na folha de salários de seus empregados vinculados ao plano. No período de janeiro a junho de 2005, as contribuições totalizaram R\$ 1.047 mil (R\$ 1.071 mil no mesmo período de 2004).

O relatório apresentado pela Fundação CESP referente aos planos de suplementação e aposentadoria, indicam superávit de R\$ 18.302 mil em 30 de junho de 2005.

Demonstramos a seguir as despesas reconhecidas com o plano previdenciário até junho de 2005, segundo regras da NPC 26 do IBRACON, aprovada pela Deliberação CVM nº 371/00:

<b>DESPESAS RECONHECIDAS NA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS</b>	<b>30/06/2005</b>
Contribuições do empregador .....	1.047
Juros sobre as obrigações atuariais.....	2.402
Efeito da adoção da Deliberação CVM nº 371 .....	(593)
<b>Total de despesas reconhecidas</b>	<b>2.856</b>

### 36. FLUXO FINANCEIRO DA INCORPORAÇÃO DA TERRAÇO PARTICIPAÇÕES LTDA.

A ANEEL determinou, como parte do processo de aprovação da incorporação da Terraço Participações Ltda. pela Elektro, que seja elaborado anualmente o fluxo financeiro resultante desta incorporação, conforme previsto no primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cláusula sexta, subcláusulas sexta a décima, firmado em 1999.

Na apuração desse fluxo financeiro, são considerados como "entradas" as economias de tributos e os dividendos que deixarem de ser distribuídos e como "saídas" os resultados negativos decorrentes da incorporação (amortização e despesas financeiras associadas às dívidas incorporadas devidas à Prisma Energy Brazil Finance Ltd., EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda., ETB - Energia Total do Brasil Ltda.) (vide nota 21).

O resultado do fluxo financeiro descrito anteriormente, se negativo, implica na obrigatoriedade da capitalização da Sociedade pelo acionista controlador EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária no exercício subsequente à verificação do fluxo negativo. Caso o fluxo financeiro aponte saldo positivo, o mesmo será atualizado pela variação do IGP-M, para eventual compensação em período subsequente.

O fluxo financeiro acumulado para o período findo em 30 de junho de 2005 foi positivo em R\$ 159.588 mil (positivo em R\$ 418.585 mil em 31 de março de 2005). A redução de R\$ 258.997 mil do saldo acumulado positivo é consequência principalmente do pagamento de R\$ 195.282 mil (equivalente a US\$ 81.918 mil), referentes aos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, relacionados à dívida da Elektro com a Prisma Energy Brazil Finance Ltd., no valor principal de US\$ 250.000 mil, os quais foram remetidos em 23 de junho de 2005 (vide nota 14 e 22).

### 37. MUDANÇAS NO CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO DE CLIENTES NA SUBCLASSE RESIDENCIAL BAIXA RENDA

Através da Resolução ANEEL nº 116, de 19 de março de 2003, alterada pela Resolução Normativa nº 89 de 25 de outubro de 2004, foram estabelecidos os procedimentos para a solicitação de subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa, mediante liberação de recursos pela FLETORRÁS diretamente às concessionárias que apuraram decréscimo na receita mensal de vendas em virtude dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na referida subclasse residencial baixa renda.

Visando adequar a regulamentação aos preceitos da Medida Provisória nº 132, de 20 de outubro de 2003, a ANEEL, através da Resolução nº 694, de 24 de dezembro 2003, alterou a redação dos artigos 2º e 4º da Resolução nº 485, de 29 de agosto de 2002, que trata dos clientes baixa renda.

De acordo com essa resolução, a partir de 1º de agosto de 2004, o benefício da tarifa social baixa renda apenas será concedido:

- I. ao consumidor residencial monofásico, com consumo médio mensal abaixo de 80 KWh;
- II. ao consumidor residencial monofásico com consumo médio mensal entre 80 e 220 KWh, desde que o mesmo tenha comprovado, junto à distribuidora, sua inscrição em programas sociais do Governo Federal.

O prazo para habilitação do consumidor ao item II foi prorrogado para 28 de fevereiro de 2006, através da Resolução Normativa ANEEL nº 148, de 25 de fevereiro de 2005, publicada em 28 de fevereiro de 2005.

Em 31 de março de 2004, foi promulgado o Decreto nº 5.029, que estabelece a fórmula para a apuração dos valores de subvenção dos clientes baixa renda, regulamentado pelas Resoluções ANEEL nº 246/02 e nº 485/02.

As Resoluções ANEEL 246/02, 485/02 e 694/03 estão suspensas em decorrência de liminar concedida à ONG - Associação de Defesa e Proteção dos Direitos do Cidadão - DEFENDE. A Elektro, em virtude desta liminar, suspendeu, a partir de 21 de junho de 2004, a adoção dos novos critérios de classificação de baixa

renda, prevalecendo os critérios da Lei nº 10.438, ou seja, todos os clientes residenciais, com medição monotáscica e consumo até 220 KWh passaram a ter benefício novamente.

Em março de 2005, com a suspensão da liminar concedida à ONG - Associação de Defesa e Proteção dos Direitos do Cidadão – DEFENDE, a Elektro voltou a faturar os clientes residenciais baixa renda conforme determinam as Resoluções ANEEL 246/02, 485/02 e 694/03.

Até 30 de junho de 2005, a Sociedade reconheceu no passivo o montante acumulado de R\$ 27.373 mil (R\$ 32.052 mil em 31 de março de 2005), no passivo a longo prazo a ser homologado pela ANEEL e repassado como um benefício aos consumidores classificados na subclasse residencial baixa renda no próximo reajuste tarifário.

### 38. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Sancionada em 15 de março de 2004, as Leis nº 10.848 e nº 10.847, institucionalizaram o Novo Modelo do Setor Elétrico, cujos principais pontos estão relacionados abaixo:

- ✓ Criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Lei 10.847), cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética entre outras.
- ✓ Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que sucede o MAE, absorvendo suas funções e incorporando todas as suas estruturas organizacionais e operacionais.
- ✓ Instituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no território nacional.
- ✓ As distribuidoras poderão condicionar a continuidade de fornecimento a usuários inadimplentes ao oferecimento do depósito caução (à exceção do consumidor residencial), ou à comprovação do vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra (à exceção do consumidor residencial baixa renda).
- ✓ Quando da inadimplência de consumidor apto à livre contratação de energia, a distribuidora poderá exigir que o usuário inadimplente, para utilizar-se do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia junto a outro agente comercializador.
- ✓ O inadimplimento, pelas distribuidoras, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de RGR, PROINFA, CDE, CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e de Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de reajuste tarifário e de revisão, exceto a extraordinária, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.
- ✓ As distribuidoras terão de adquirir a totalidade das suas necessidades de energia no ambiente de contratação regulado, por meio de licitações.
- ✓ As distribuidoras estarão sujeitas a penalidades no caso de insuficiência de contratação para atender a seu mercado, em bases anuais e não poderão repassar às tarifas os custos de compra de energia que excederem em mais de 3% o mercado atendido.
- ✓ Poderão optar por se tornar consumidores livres aqueles com demanda igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão. Para fazer esta opção, os consumidores deverão informar previamente a sua distribuidora conforme os seguintes prazos: um ano de antecedência para os consumidores com demanda entre 3 e 5 MW; 2 anos de antecedência para aqueles com demanda entre 5 e 10 MW; e 3 anos de antecedência para aqueles com mais de 10 MW. O retorno para o regime de tarifa regulada, como cliente cativo, está condicionado à notificação à distribuidora com cinco anos de antecedência. O Decreto 5.249/2004 determina que os clientes ligados antes da Lei nº 9.074 só poderão optar se atendidos em 69 kV.

**39. EVENTOS SUBSEQUENTES****39.1. PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA (vide nota 1.4)**

Eventos ocorridos após 30 de junho de 2005

- ✓ Reunião do conselho de administração em 4 de julho de 2005, aprovando a absorção de prejuízos acumulados existentes em 31 de dezembro de 2004, com reserva de capital e capital, nos termos do artigo 173 da Lei 6.404/76.
- ✓ Em julho de 2005, assinatura de contrato e concessão de empréstimo ponte entre Elektro e instituições financeiras, no valor de R\$ 500.000 mil.
- ✓ Em 25 de julho de 2005, foi aprovado em Assembléia Geral Extraordinária os seguintes itens do processo de Reestruturação Financeira:
  - I. Absorção do prejuízo acumulado até 31 de dezembro de 2004.
  - II. Aumento de capital social com a capitalização de dívidas, com determinação do valor, definição do preço da ação e da quantidade de ações a serem emitidas
  - III. Constituição de provisão para ajuste do ágio (fundamentado em expectativa de resultados futuros), resultante da incorporação da Terraço Participações Ltda. em 1998, nos termos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01.
- ✓ Pagamento antecipado da obrigação de US\$ 213 milhões para a ETB – Energia Total do Brasil Ltda. em duas parcelas:
  - I. 1ª parcela do principal paga em 08 de julho de 2005, no valor de R\$ 335.609 mil, equivalente a US\$ 142.000 mil.
  - II. 2ª parcela do principal paga em 12 de julho de 2005, no valor de R\$ 165.639 mil, equivalente a US\$ 71.082 mil e juros incorridos de 23 de junho de 2005 a 12 de julho de 2005, no valor de R\$ 2.704 mil, equivalente US\$ 1.160 mil.
  - III. 3ª parcela do principal paga em 18 de julho de 2005, no valor de R\$ 20 mil, equivalente a US\$ 9 mil.

**39.2. BALANÇO PATRIMONIAL E MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PRÓ-FORMA**

A seguir apresentamos o balanço patrimonial e a mutação do patrimônio líquido pró-forma, em 30 de junho de 2005, considerando os reflexos da Reestruturação Financeira ocorridas em julho de 2005. Esta informação tem por objetivo exclusivo proporcionar melhor visão aos usuários das Informações Trimestrais sobre os efeitos dos eventos descritos nas notas 1.4 e 39. Exceto pelo efeito de atualização cambial dos passivos expressos em moeda estrangeira afetados pela Reestruturação Financeira, não foram contemplados, nesta apresentação pró-forma, outros efeitos do resultado do mês de julho de 2005.

**Balanço Patrimonial Pró-forma em 30 de Junho de 2005**  
(em milhares de reais)

Valores em R\$ mil	30/6/2005	30/6/2005 Ajustado (*)	Efeitos da Reestruturação Financeira	Pró-forma após Reestruturação Financeira
<b>Ativo</b>				
<b>Circulante</b>				
Depositos e Aplicações Financeiras	207.255	207.255	3.951,17	211.207
Creditos, valores e outros recebíveis	674.253	674.253	-	674.253
	<u>1.135.455</u>	<u>1.135.455</u>	<u>3.951,17</u>	<u>1.139.407</u>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>				
Creditos Financeiros a Longo Prazo	12.765	12.765	222.902,12	235.667
Outros	262.854	262.854	-	262.854
	<u>275.619</u>	<u>275.619</u>	<u>222.902,12</u>	<u>538.521</u>
<b>Permanente</b>				
Exercitativa de Reestruturação Financeira - Liquidada	859.274	859.274	369.175,12	-
Mais valor do Intelectualizado - Liquidado	99.272	99.272	-	99.272
Outros Permanentes	1.075.475	1.075.475	-	1.075.475
	<u>1.934.021</u>	<u>1.934.021</u>	<u>369.175,12</u>	<u>1.175.851</u>
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.310.240</b>	<b>3.310.240</b>	<b>(473.026)</b>	<b>2.837.214</b>
<b>Passivo</b>				
<b>Passivo Circulante</b>				
Depositos e obrigações a curto prazo	2.465	2.465	2.704,17	5.169
Empréstimos e financiamentos	104.380	104.380	500.109,15	608.749
Contas a pagar diversas	517.261	517.261	517.189,15	1.034.451
Outros passivos e reservas	654.166	654.166	-	654.166
	<u>1.278.252</u>	<u>1.278.252</u>	<u>1029,47</u>	<u>1.316.531</u>
<b>Exigível a Longo Prazo</b>				
Depositos com prazo superior a 12 meses	-	-	-	-
ETB - Energia Total do Brasil Ltda - empresta	500.249	500.249	501.249,10	-
ETB - Energia Total do Brasil Ltda - empresta	75.997	75.997	-	75.997
Prisma Energy Brazil Finance Ltd - empresta	597.600	597.600	594.025,16	-
ETB - Energia Total do Brasil Ltda - empresta e encargos - moeda nacional	47.466	47.466	-	47.466
Empréstimos e financiamentos	55.140	55.140	-	55.140
Outros a pagar a longo prazo	80.427	80.427	-	80.427
	<u>1.276.879</u>	<u>1.276.879</u>	<u>1.135.274,26</u>	<u>214.899</u>
<b>Patrimônio Líquido</b>				
Capital social	660.455	660.455	15.308,17	675.763
Reserva de Capital	15.111	15.111	33.675,12	48.786
Reserva de Intelecto	104.570	104.570	324.591,14	529.731
Outros do líquido	234.265	234.265	-	234.265
	<u>1.014.401</u>	<u>1.014.401</u>	<u>373.574,43</u>	<u>1.388.439</u>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>3.310.240</b>	<b>3.310.240</b>	<b>(473.026)</b>	<b>2.837.214</b>

(\*) Saldo das contas denominadas em dólares, ajustado pela variação da taxa de câmbio entre 30 de junho de 2005 até as datas dos eventos da Reestruturação Financeira.

**Nota:** As contas que não sofreram movimentação foram sintetizadas

- (1) Efeito líquido da captação do empréstimo de R\$ 500 milhões (4), pagamento do divida junto a ETB - no montante de R\$ 501.249 mil e pagamento de juros com pessoas ligadas no valor de R\$ 2.704 mil (3)
- (2) Provisão contra Patrimônio Líquido, base 31-12-2004, efetuada nos termos das Instruções CVM 319-349 sobre o valor do ativo contabilizado fundamentado em expectativa de resultados futuros e recessificação do saldo residual correspondente ao benefício fiscal do ativo para o grupo de realizável a longo prazo
- (3) Pagamento da obrigação da nota de US\$ 213 milhões junto a ETB - Energia Total do Brasil Ltda.
- (4) Empréstimo pontual pelo prazo de até 180 dias no valor de até R\$ 500.000 mil cujo prazo de pagamento poderá ser prorrogado por até cinco anos. (vide nota 1.4b)
- (5) Aumento de capital e reservas: contas a pagar a autorizada relativa à operação de resgate de ações no valor de R\$ 517.258 mil integralizados pela ETB - Energia Total do Brasil Ltda - EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. e Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. (vide nota 23)
- (6) Aumento de capital e reservas: dívida com pessoas ligadas no valor de R\$ 594.025 mil, equivalente a US\$ 250.000 mil, integralizado pela Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (vide nota 22).
- (7, 8 e 9) Efeitos no patrimônio líquido resultante da reestruturação financeira descritos nos itens 2, 5 e 6. Vide Mutações do Patrimônio Pró-Forma demonstrado abaixo.



**Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido PRO-FORMA em 30 de junho de 2005**  
(Em Milhares de Reais)

	Capital Social subscrito e integralizado	Reserva de Capital	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Total
<b>Saldo em 30 de junho de 2005</b> .....	<b>989.455</b>	<b>15.111</b>	<b>(328.249)</b>	<b>656.317</b>
Ajuste ao lucro do período (*) .....	-	-	(8.040)	(8.040)
Absorção do prejuízo acumulado.....	(609.423)	(15.111)	624.534	-
Capitalização de contas a pagar acionistas - (resgate de ações) .....	279.495	240.764	-	517.259
Capitalização de dívida - US\$ 250 mil .....	317.530	279.495	-	594.025
Constituição de provisão CVM 318/04 .....	-	(409.073)	-	(409.073)
<b>Saldo em 30 de junho de 2005 (Pró-forma após Reestruturação Financeira)</b> .....	<b>954.057</b>	<b>49.186</b>	<b>288.245</b>	<b>1.290.488</b>

(\*) Saldo das contas denominadas em dólares, ajustado pela variação da taxa de câmbio entre 30 de junho de 2005 até as datas dos eventos da reestruturação financeira.

**DIRETORIA**

ORLANDO R. GONZÁLEZ  
DIRETOR PRESIDENTE

CARLOS MARCIO FERREIRA  
DIRETOR

RINALDO PECCHIO JR.  
DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

FRANCISCO ALFREDO FERNANDES  
DIRETOR DE OPERAÇÕES

JOÃO CARLOS RIBEIRO DE ALBUQUERQUE  
DIRETOR COMERCIAL E DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

LUIZ SÉRGIO ASSAD  
DIRETOR DE ASSUNTOS REGULATORIOS

CELSO ARRAS MINCHILLO  
DIRETOR DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRAÇÃO

ANIS ABDELNOR  
DIRETOR

NEWTON AKIRA FUKUMITSU  
CONTADOR GERAL - CRC 1SP190768/O-4

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

**PRESIDENTE**

ORLANDO R. GONZÁLEZ

**CONSELHEIROS**

BRITALDO PEDROSA SOARES

CLAUDINEI DONIZETI CECCATO

RONALD W. HADDOCK

VICKY LYNN MARTINEZ

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE REVISÃO ESPECIAL**

Aos Acionistas e Administradores da  
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.  
Campinas - SP

1. Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais - ITRs da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2005, elaboradas sob a responsabilidade de sua Administração e 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 Sociedade, quanto aos 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 Sociedade.
3. Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de qualquer 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 divulgação das Informações Trimestrais obrigatórias.
4. A demonstração do resultado referente ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2004, apresentada para fins comparativos, foi revisada por outros auditores independentes e o respectivo relatório de revisão especial, emitido em 30 de julho de 2004, conteve: (i) ressalva quanto ao diferimento dos efeitos das variações nas taxas de câmbio ocorridas durante o exercício de 2001, não aceito pelas práticas contábeis adotadas no Brasil, ocasionando, em 30 de junho de 2004, apresentação a maior do ativo permanente e do patrimônio líquido em R\$ 21.128 mil e do prejuízo líquido do semestre e trimestre findos naquela data a maior em R\$ 21.128 mil e R\$ 10.564 mil, respectivamente. Referido diferimento foi concluído em dezembro de 2004; (ii) parágrafo de ênfase relacionado às transações realizadas no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, cujos montantes poderiam estar sujeitos a modificação em função de ações judiciais que se encontravam em discussão à época. A situação destes súltos encontra-se descrita na Nota Explicativa nº 5 às Informações Trimestrais em 30 de junho de 2005; (iii) parágrafo de ênfase sobre a determinação do cancelamento integral, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, da operação de desdobramento e resgate de ações, no montante de R\$ 676.221 mil, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas da Sociedade realizada em janeiro de 2001, com o conseqüente estorno contábil dos lançamentos efetuados, adotando medidas para o reembolso integral, por parte dos acionistas, dos valores recebidos. Este assunto foi resolvido no contexto do projeto de reestruturação financeira

menção nas Notas Explicativas 1.4 e 39 às Informações Trimestrais em 30 de junho de 2005; e (iv) parágrafo de ênfase sobre o saldo de prejuízos acumulados de R\$ 937.813 mil em 30 de junho de 2004, originário, principalmente, dos efeitos da variação cambial do exercício de 2002 sobre os empréstimos de pessoas ligadas denominados em dólares norte-americanos. As Notas Explicativas 1.4 e 39 às Informações Trimestrais em 30 de junho de 2005 apresentam informações sobre a capitalização e liquidação de tais passivos havidas em junho e julho de 2005.

Campinas, 26 de julho de 2005.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes  
CRC nº 2 SP 011609/O-8

José Carlos Amadi  
Contador  
CRC nº 1 SP 158025/O-0

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2004**

**Senhores Acionistas,**

De acordo com as determinações legais e estatutárias, apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004, acompanhados do parecer dos Auditores Independentes.

**1. MENSAGEM DO PRESIDENTE**

O ano de 2004 foi muito especial para todos nós que trabalhamos na Elektro. Foi um ano de excelentes resultados, conquistas de prêmios, definições da estratégia da empresa para 2005 a 2009 e o ano em que a Elektro foi transferida para a Prisma Energy.

Ficar um ano inteiro sem acidentes com afastamento e ser eleita a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País e a empresa com a Melhor Gestão Operacional do Brasil foram, sem dúvida, as nossas grandes conquistas em 2004. Premiações que mostram a preocupação da Elektro com o seu principal valor, a Segurança, e com a excelência no atendimento.

Na área social, a Elektro também foi premiada. Recebemos o Prêmio da Fundação Coge pelo projeto Prêmio Empreendedor Social, que incentiva o colaborador a ser um voluntário na comunidade onde mora.

E por mais um ano a Elektro registrou excelentes resultados financeiros. Entre eles eu destacaria o aumento de 19,8% da receita operacional, chegando a R\$ 2,9 bilhões; e a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, de R\$ 588,6 milhões. 51,8% acima de 2003.

Além disso, não paramos de investir; foram aplicados R\$ 118 milhões de recursos próprios que destinamos, principalmente, a manutenção e a expansão do sistema elétrico. Com isso, já são mais de R\$ 740 milhões investidos pela Elektro em sua área de concessão desde 1998.

Ainda falando de finanças e visando à transparência nas suas demonstrações financeiras, a Elektro está adaptando-se às exigências da lei americana Sarbanes-Oxley. Dessa maneira, a empresa está identificando todos os riscos existentes nos processos que impactam as demonstrações financeiras, avaliando a efetividade dos controles internos e implementando pontos de controle para os processos relacionados a essas demonstrações.

Outro marco de destaque em 2004 foi a transferência da Elektro para a Prisma Energy International, em agosto de 2004, etapa contemplada no Plano de Reorganização da Enron Corp.; um passo muito importante para definir o futuro estratégico da Elektro.

E pensando no horizonte de crescimento que temos pela frente, lançamos, em setembro de 2004, o Ciclo de Planejamento Estratégico da Elektro para o período de 2005 a 2009. Um amplo plano com objetivos estratégicos com foco em segurança, na satisfação do cliente e de seus colaboradores, responsabilidade social, excelência operacional, qualidade de gestão, produtividade e na remuneração do acionista.

São todos esses objetivos, baseados nos nossos cinco valores – Segurança, Respeito, Integridade, Comunicação e Excelência –, que farão a Elektro se superar e ser a distribuidora de energia elétrica mais admirada do País.

Agradecemos o apoio dos nossos acionistas, colaboradores, clientes, fornecedores e instituições financeiras por 2004 ter sido mais um ano de sucesso para a Elektro.

**Orlando R. González**

## 2. AMBIENTE ECONÔMICO

O ano de 2004 foi marcado pela retomada do crescimento econômico, valorização do Real e redução do risco-país.

Em função de pressões inflacionárias e risco de não-cumprimento das metas estabelecidas para o ano, o COPOM elevou gradativamente a taxa de juros a partir de julho, que fechou o ano em 17,75%.

A inflação medida pelo IGP-M e IPCA encerrou 2004, respectivamente, em 12,41% e 7,24%, comparada às variações de 8,71% e 9,30%, registradas em 2003.

Após uma tendência de desvalorização do real frente ao dólar nos primeiros meses do ano (8,3% acumulado até maio de 2004), a moeda brasileira reverteu esta tendência e finalizou o ano com valorização de 8,1%. O risco-país, após atingir os 720 pontos base em maio, apresentou redução expressiva, encerrando o ano de 2004 em 384 pontos, comparado a 468 pontos ao final de 2003.

Apesar da elevação da taxa de juros no segundo semestre, o ritmo da atividade econômica apresentou expansão significativa. O Produto Interno Bruto (PIB) apresentou, em 2004, alta de 5,2% em relação a 2003, com destaque para a Indústria de Transformação que apresentou taxa de crescimento de 7,5%.

A balança comercial brasileira encerrou 2004 com superávit recorde de US\$ 33,7 bilhões, superando o saldo positivo de US\$ 24,8 bilhões obtido em 2003.

Os investimentos estrangeiros diretos líquidos registraram ingressos de US\$ 18,2 bilhões no ano de 2004, representando um aumento de 80% em relação a 2003 (US\$ 10,1 bilhões).

Os indicadores econômicos que influenciam os resultados da Elektro apresentaram a seguinte evolução:

Indicadores	2004	2003
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (1) .....	2,6544	2,8892
Valorização Cambial (2) .....	8,13%	18,23%
CDI Celip (2) .....	16,10%	23,25%
IGP-M (2) .....	12,41%	8,71%
IGP-DI (2) .....	12,14%	7,67%
TJLP (2) .....	9,81%	11,50%

(1) Cotação em 31 de dezembro

(2) Variação acumulada

## 3. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

### 3.1 Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 2004, foi formalmente implementado o novo modelo do Setor Elétrico. Em 15 de março de 2004, foram sancionadas as Leis nº 10.848 e 10.847, conversão das Medidas Provisórias 144 e 145 de 2003, que continham os comandos legais para a implementação do Novo Modelo.

Em 30 de julho de 2004, foi publicado o Decreto nº 5.163, que contém os aspectos mais relevantes da regulamentação da Lei nº 10.848, ou seja, regras para os consumidores tomarem-se livres, forma de contratação de energia pelas distribuidoras, repasse dos custos correspondentes às tarifas de fornecimento a seus consumidores e desverticalização.

O novo modelo contempla que as distribuidoras de energia elétrica deverão contratar a totalidade de suas necessidades de energia, via leilões regulados. O primeiro leilão ocorreu em dezembro de 2004, visando à contratação de energia para início de suprimento nos anos de 2005 a 2007. O próximo leilão está previsto para 31 de março de 2005, com início de suprimento de energia em 2008 e 2009 (Vide Nota Explicativa 30).

### 3.2 Revisão Tarifária Periódica

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a revisão tarifária periódica deve ocorrer a cada quatro anos, iniciando-se no quinto ano da concessão. Essa revisão tem a finalidade de reavaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar para os consumidores os ganhos de produtividade da concessionária. No caso da Elektro, ocorreu em 27 de agosto de 2003.

A primeira revisão tarifária da Elektro, ocorrida em agosto de 2003, implicou em um reposicionamento tarifário de 27,93% e um Fator X de 2,38%. De acordo com a metodologia definida pela ANEEL e objetivando amenizar o impacto do reajuste para os consumidores finais, sem deixar de garantir a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, foi aplicado em 27 de agosto de 2003, um índice de 20,25%, correspondendo ao índice de reajuste tarifário anual que a empresa teria direito, caso tivesse sido praticado.

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 216, de 26 de agosto de 2004, revisou o Índice de reposicionamento tarifário para 28,69% e o Fator X para 3,5307%. A diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003 está sendo considerada nos reajustes tarifários anuais aplicáveis de 2004 a 2006 (vide nota explicativa 5.1).

### 3.3 Reajuste Tarifário Anual de 2004

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 221, de 26 de agosto de 2004, homologou para a Elektro um Índice médio de reajuste tarifário anual de 19,46%, válido a partir de 28 de agosto de 2004, o qual já contempla um índice de 5,09%, referente a uma parcela da diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003.

## 4. DESEMPENHO COMERCIAL

### 4.1 Vendas de Energia – Clientes Finais

Ao longo de 2004, a Elektro forneceu 9.870 GWh de energia a seus clientes finais, registrando uma redução de 6% em relação ao ano passado.

Classes de Consumo	Vendas de Energia			Receita de Vendas de Energia		
	GWh			R\$ milhões		
	2004	2003	Var. %	2004	2003	Var. %
Residencial	2.792,9	2.712,2	3,0%	999,8	824,3	21,3%
Industrial	3.084,3	4.667,8	-18,8%	800,7	762,3	5,0%
Comercial	1.208,1	1.145,2	5,5%	406,0	327,5	24,0%
Rural	687,4	670,1	2,6%	133,0	107,2	24,0%
Poder Público	218,6	208,6	4,8%	71,9	57,5	25,0%
Iluminação Pública	372,5	371,0	0,4%	77,7	65,4	18,8%
Serviços Públicos	705,8	729,1	-3,2%	120,4	99,9	20,6%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>9.869,8</b>	<b>10.603,9</b>	<b>-6,0%</b>	<b>2.608,5</b>	<b>2.244,2</b>	<b>16,3%</b>
MAE e Contratos Bilaterais	26,2	501,5	-95,6%	0,4	7,9	-
Reposicionamento Tarifário	-	-	-	97,0	58,7	-
<b>Total</b>	<b>9.896,0</b>	<b>11.105,4</b>	<b>-10,8%</b>	<b>2.707,6</b>	<b>2.310,8</b>	<b>17,2%</b>

As vendas de energia para a classe residencial apresentaram aumento de 3% em 2004, influenciadas pelo aumento médio de 2,3% no número de consumidores e pela tendência de retomada do consumo por parte desses clientes, fato que não acontece desde o racionamento de energia ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

As classes comercial e rural apresentaram, em conjunto, um crescimento de 4,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela retomada do crescimento da economia brasileira.



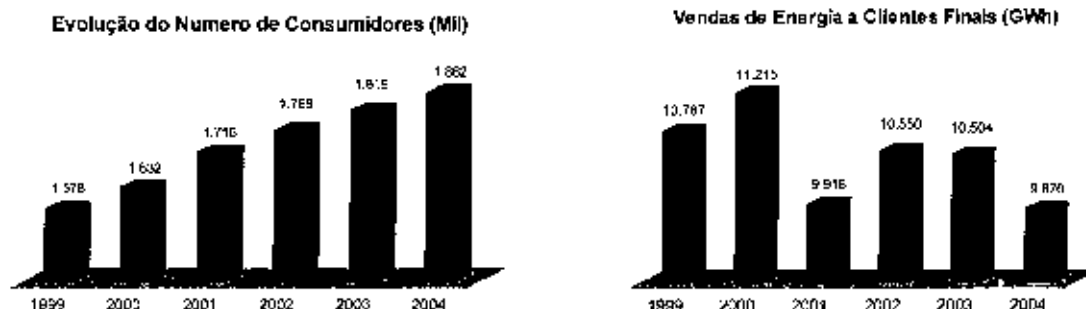
A redução de 16,8% nas vendas para a classe Industrial em relação ao ano anterior deve-se à saída de clientes livres da base cativa de clientes da Elektro em 2004, os quais representaram 13,2% do consumo total da área de concessão da Elektro. O excesso de oferta de energia possibilitou oportunidades para estes clientes comprarem energia a custos mais baixos de outras empresas comercializadoras do setor.

Desconsiderando-se o efeito da saída destes clientes, as vendas de energia para a classe industrial e para clientes finais teriam apresentado, respectivamente, crescimentos de 7% e 5% em relação ao ano de 2003.

Em 2004, a receita com as vendas de energia a clientes finais foi de R\$ 2,6 bilhões, 16,3% superior ao registrado no exercício anterior, reflexo de:

- ✓ Reposicionamento tarifário de 20,25%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003.
- ✓ Reajuste tarifário de 19,46%, homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2004
- ✓ Efeito da saída de clientes livres da base cativa de clientes da Elektro.

A Elektro apresentou a seguinte evolução no número de clientes e venda de energia entre 1999 e 2004:



#### 4.2 Receita pelo Uso do Sistema – Clientes Livres

A Elektro recebe tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica, dos clientes livres que saíram de sua base de clientes cativos, o que gerou a receita de R\$ 105,6 milhões em 2004, e representa mais que o triplo da receita registrada no ano anterior.

Classes de Consumo	Receita Pelo Uso do Sistema (R\$)					
	GWh			R\$ Milhões		
	2004	2003	Var. %	2004	2003	Var. %
Industrial (Clientes Livres)	1.908,5	500,8	280,2%	105,9	29,9	252,8%

A saída destes clientes representa um decréscimo nas vendas de energia em GWh da empresa, mas, por outro lado, implica também na redução das respectivas compras de energia. No caso da Elektro, o efeito é um aumento da receita pelo uso do sistema, com impacto positivo para sua margem operacional.

### 4.3 Segmentação das Vendas de Energia

A energia vendida, a receita com a venda de energia a clientes finais e a base de consumidores apresentam a seguinte segmentação no exercício de 2004:

Vendas de Energia a Clientes Finais (9.870 GWh)



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Outros

Vendas de Energia a Clientes Finais (R\$ 2,6 bilhões)



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Outros

Número Total de Clientes - 1,8 milhão



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Outros

## 5. SUPRIMENTO DE ENERGIA

Em 2004, ocorreu uma redução adicional de 25% do volume de energia contratada por meio dos Contratos Iniciais de Suprimento de Energia (regulados pela ANEEL). No entanto, no ano foram aditados Contratos Iniciais com supridoras para um volume adicional de 2.611 GWh.

A ANEEL, por solicitação da Elektro, homologou a redução no montante dos Contratos Iniciais em função da migração de clientes da base cativa da Elektro para o mercado livre. Esta solicitação, atendida pela agência reguladora, foi fundamentada na Lei nº 9.648/98, e os montantes reduzidos, calculados segundo Nota Técnica nº 85/2003 SEM/ANEEL.

A Elektro encaminhou para o Ministério de Minas e Energia – MMI, em 30 de setembro de 2004, as suas necessidades de compra de energia para os próximos cinco anos, visando, inicialmente, o leilão de energia realizado em 7 de dezembro de 2004, quando definiu-se o montante e o preço dos contratos, com período de suprimento de 8 anos, para atender os mercados com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007.

No leilão ocorrido em dezembro, a Elektro contratou 62.362 GWh de 12 companhias de geração.

- ✓ 36.348 GWh para o período de 2005 a 2012;
- ✓ 23.351 GWh para o período de 2006 a 2013;
- ✓ 2.663 GWh para o período de 2007 a 2014.

## 6. EMPRÉSTIMOS COM TERCEIROS E DÍVIDAS E OBRIGAÇÕES COM PESSOAS LIGADAS

A Elektro encerrou o ano com um endividamento líquido de aproximadamente R\$ 1.969,7 milhão, resultado do endividamento total de R\$ 2.448,6 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos no montante de R\$ 478,9 milhões. Em relação ao ano de 2003, o endividamento líquido apresentou uma redução de R\$ 236,9 milhões, influenciada principalmente pelo efeito cambial favorável sobre as dívidas denominadas em dólar norte-americano e pela geração líquida de caixa da empresa.

Valores em 31 de dezembro de 2004 (R\$ milhões)	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Empréstimos / Debêntures com Terceiros	235,3	111,7	347,0
Dívidas com Pessoas Ligadas	4,6	1.579,3	1.583,9
Contas a Pagar - Acionistas	517,7	-	517,7
<b>Total Geral</b>	<b>757,6</b>	<b>1.691,0</b>	<b>2.448,6</b>
Caixas, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos			(478,9)
<b>Endividamento Líquido</b>			<b>1.969,7</b>

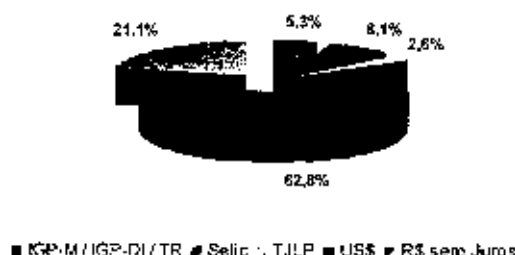
Em 30 de junho de 2004, foi liberada uma parcela adicional de R\$ 35 milhões, relativos ao financiamento, na modalidade Finem, obtido por meio de agentes financeiros repassadores de recursos do BNDES. Os recursos destinam-se a investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica. O total de liberações atingiu R\$ 82,2 milhões desde novembro de 2000, início do contrato.

Do endividamento total da Elektro, 68,9% é de longo prazo e R\$ 198,7 milhões são referentes aos financiamentos de cunho regulatório (Racionamento e Parcela A, vinculados a RTE e CVA).

A operação de resgate de ações continua em discussão com a ANEEL (vide nota explicativa 24), o que levou a Elektro, em comum acordo com os acionistas controladores, a decidir não pagar as parcelas vencidas em 2004, que totalizaram R\$ 137,5 milhões. Tendo sido efetuados pagamentos apenas aos acionistas minoritários. Os pagamentos referentes a 2005, contabilizados na parcela de curto prazo da rubrica Contas a Pagar - Acionistas, também estão condicionados às discussões com a ANEEL.

O endividamento total apresenta a seguinte indexação:

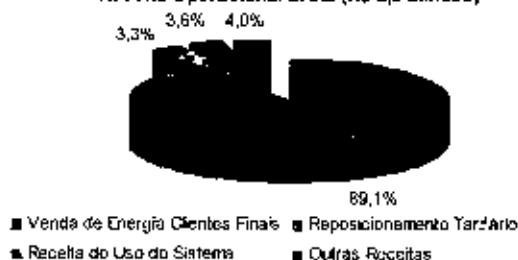
Endividamento Total em 2004 - R\$ 2,4 bilhões



## 7. RESULTADOS

Em 2004, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 2,9 bilhões, sendo que 89,1% equivale à receita com venda de energia para clientes finais.

Receita Operacional Bruta (R\$ 2,9 bilhões)



	Valores em R\$ milhões		
	2004	2003	Varição
Venda de Energia Clientes Finais	2.609,4	2.244,2	365,3
MAF e Contratos Bilaterais	0,4	7,9	(7,5)
Reposicionamento Tarifário	97,8	58,7	39,1
Receita Uso do Sistema de Distribuição	105,6	29,9	75,7
Outras Receitas	116,4	104,7	11,8
<b>Receitas operacionais</b>	<b>2.929,6</b>	<b>2.445,4</b>	<b>484,3</b>
Deduções às receitas operacionais	(883,7)	(679,6)	204,2
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>2.045,9</b>	<b>1.765,8</b>	<b>280,1</b>
Energia comprada para revenda	(1.137,6)	(1.084,8)	52,8
Custo da operação	(307,7)	(262,4)	15,3
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>600,6</b>	<b>388,6</b>	<b>212,0</b>
Despesas operacionais	(148,8)	(138,3)	11,5
Resultado do Serviço	459,7	250,3	223,5
Resultado financeiro	(114,4)	151,6	(266,0)
Variações Monetárias e Cambiais	46,4	362,6	(316,2)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>269,8</b>	<b>357,3</b>	<b>(87,5)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>588,6</b>	<b>387,8</b>	<b>200,8</b>
<b>Margem EBITDA/ Receita Operacional Líquida</b>	<b>28,8%</b>	<b>22,0%</b>	-

Em 2004, as receitas operacionais líquidas da Elektro foram de R\$ 2 bilhões, 15,9% superior às registradas em 2003, decorrente dos seguintes efeitos:

- ✓ Aumento de 16,3% da receita de vendas de energia a clientes finais, influenciado pelos reajustes de tarifas ocorridos em agosto de 2003 (20,25%) e agosto de 2004 (19,46%).
- ✓ Aumento da receita em R\$ 39,1 milhões relativo ao reposicionamento tarifário não repassado a tarifa em agosto de 2003, conforme a Resolução Homologatória ANEEL nº 216 de 26 de agosto de 2004.
- ✓ Aumento de receita pelo uso do sistema em R\$ 75,7 milhões.
- ✓ Aumento da conta de desenvolvimento energético – CDE (encargo regulatório) em R\$ 43 milhões, impactando as Deduções às Receitas Operacionais.

A energia comprada para revenda, no ano de 2004, aumentou em R\$ 52,8 milhões (4,9%), em relação a 2003, devido ao reajuste pelo IGP-M das tarifas dos Contratos Iniciais e Bilaterais de suprimento de energia.

O custo total da operação aumentou R\$ 15,3 milhões (5,2%) em relação ao exercício anterior, influenciado principalmente pelo aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa em R\$ 10 milhões (94,3%), causado pelo crescimento da inadimplência por parte de algumas prefeituras municipais, evidenciando as dificuldades para aplicação da lei de responsabilidade fiscal. Apesar disso, a Elektro vem apresentando um dos melhores índices de adimplência de seus clientes entre as grandes distribuidoras brasileiras, nos últimos anos.

A administração da empresa também tem focado no controle dos custos gerenciáveis. O custo da operação, com pessoal, materiais e serviços de terceiros, aumentou 2,53%, inferior às taxas de inflação do ano de 2004.

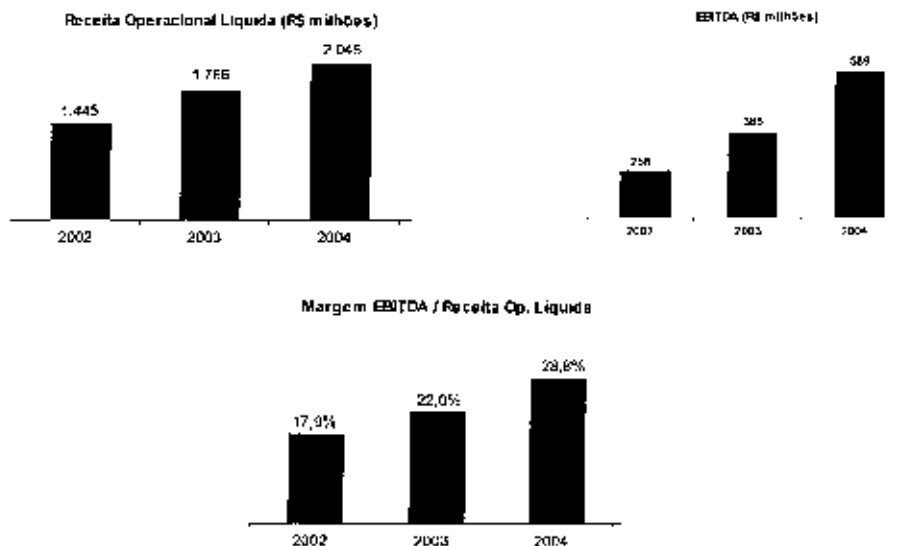
O resultado operacional da Elektro, expresso pelo resultado do serviço, foi de R\$ 450,7 milhões, registrando um aumento de 80,1% em relação ao ano anterior.

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 114,4 milhões, comparado a um ganho de R\$ 151,6 milhões em 2003. Este fato deve-se principalmente a: i) efeitos cambiais atrelados à dívida da Elektro denominada em dólar norte-americano, uma vez que a valorização do real de 8,13%, em 2004, foi bem inferior aos 18,23% ocorridos em 2003; e ii) a política de proteção cambial da empresa por meio de aplicações financeiras em instrumentos dolarizados.

A Elektro, com base na Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, não reconheceu créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2004 por não apresentar lucro tributável em pelo menos três dos cinco últimos exercícios sociais, conforme definido no artigo 3º da referida instrução (vide nota explicativa 34).

Como consequência dos efeitos mencionados acima, a empresa registrou um lucro líquido de R\$ 259,8 milhões, comparado a R\$ 357,3 milhões em 2003.

Abaixo segue gráfico com a evolução da Receita Operacional Líquida, EBITDA e Margem EBITDA / Receita Operacional Líquida.



Pelo conceito do EBITDA Ajustado, a geração operacional de caixa totalizou R\$ 572,6 milhões, um aumento de 21% em relação ao ano passado.

	Valores em R\$ milhões	
	2004	2003
Resultado do Serviço	460,7	250,3
Amortização do Ágio	33,6	36,3
Depreciação e outras Amortizações	104,3	101,2
<b>EBITDA</b>	<b>598,6</b>	<b>387,8</b>
Provisão Reposicionamento Tarifário Diferido	137,0	68,7
ESS - Encargos Serv. Sistema	5,5	18,0
MAE	0,4	7,0
Recomposição PIS/COFINS	31,6	-
CVA	47,4	13,9
<b>Ajustes (-)</b>	<b>215,9</b>	<b>97,5</b>
Amortização CVA	25,4	5,5
Amortização Perdas com Racionamento	63,4	60,0
Provisão Devedores Duvidosos	20,9	10,8
Baixa renda - modicidade tarifária	22,0	(2,8)
Recebimento do MAE	2,6	101,8
Provisão para contingências	32,2	7,8
Amortização do Reposicionamento Tarifário	33,2	-
<b>Ajustes (+)</b>	<b>199,9</b>	<b>182,9</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>572,6</b>	<b>473,2</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado / Receita Operacional Líquida</b>	<b>28,0%</b>	<b>26,8%</b>

**8. FLUXO DE CAIXA**

	Valores em R\$ milhões	
	2004	2003
Lucro Líquido do Exercício	269,8	357,3
Juros e Variações Monetárias de Longo Prazo	(118,5)	(178,7)
Depreciação e Amortização	138,0	137,6
Outras Receitas / (Despesas)	(55,5)	5,4
<b>Receitas / (Despesas) que não Afetam o Caixa</b>	<b>(36,1)</b>	<b>(36,7)</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>223,7</b>	<b>321,6</b>
Variação do Capital de Giro Operacional	38,6	126,1
<b>Geração Operacional de Caixa após LR e C.S.</b>	<b>262,3</b>	<b>447,6</b>
Captações de Empréstimos	106,6	49,6
Juros e Variações Monetárias de Curto Prazo	220,4	41,1
Amortização de Empréstimos	(395,4)	(147,5)
<b>Atividades de Financiamento e Juros e Variações Monetárias de Curto Prazo</b>	<b>(68,4)</b>	<b>(56,8)</b>
Aplicações no Imobilizado	(127,3)	(150,8)
<b>Geração Líquida de Caixa</b>	<b>66,6</b>	<b>240,0</b>
Saldo Inicial do Exercício	412,3	172,3
<b>Saldo Final de Caixa do Exercício incluindo Caução de Fundos</b>	<b>478,9</b>	<b>412,3</b>
Caução de Fundos	(46,6)	(45,8)
<b>Saldo Disponível de Caixa do Exercício</b>	<b>432,3</b>	<b>366,5</b>

A geração operacional de caixa da Elektro, após imposto de renda e contribuição social, foi de R\$ 262,3 milhões, R\$ 185,3 milhões inferior em relação ao ano anterior. É importante ressaltar que o caixa em 2003 foi favoravelmente afetado pelas liquidações de compra e venda de energia no Mercado Atacadista de Energia – MAE, ao atingir o montante de R\$ 145,7 milhões.

Em 2004, a Elektro apresentou uma geração líquida de caixa de R\$ 66,6 milhões, encerrando o ano com R\$ 478,9 milhões em caixa, aplicações financeiras e caução de fundos.

A geração líquida de caixa da Elektro do exercício foi influenciada pela significativa amortização de empréstimos, que superou em R\$ 288,8 milhões a captação de recursos e pelo recebimento das duas parcelas finais (R\$ 50,2 milhões), do empréstimo concedido às distribuidoras pelo BNDES, no montante de R\$ 98,0 milhões, referente ao Programa Emergencial de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, criado pelo governo federal para compensação do efeito financeiro do adiamento do repasse da CVA (2,63%) para as tarifas na revisão tarifária ocorrida em agosto de 2003.

**9. INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO**

Ao longo de 2004, a Elektro investiu R\$ 127,3 milhões, sendo R\$ 115,5 milhões com recursos próprios e R\$ 7,9 milhões provenientes de clientes.

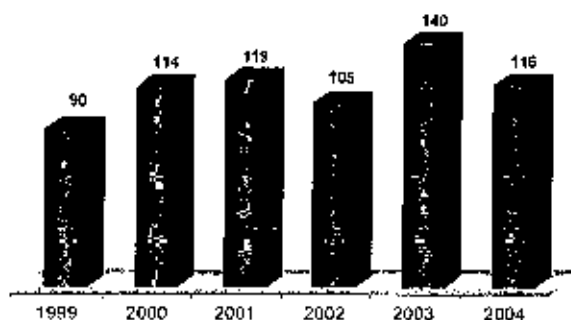
Os principais programas de investimentos realizados com recursos próprios foram:

- ✓ R\$ 82,8 milhões na expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico. Desse total, R\$ 30,9 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico, R\$ 7,0 milhões em melhorias e R\$ 17,7 milhões associados à ligação de 81,9 mil novos clientes, expansão e implementação de novas subestações e respectivas linhas de transmissão, acrescentando 33 MVA de potência instalada, com a entrada em operação da Subestação de Cabreúva II e 12 MVA de potência em ampliações em 3 subestações.
- ✓ R\$ 11,2 milhões no Programa de Universalização: (Lei nº 10.438 de abril de 2002), que determina o atendimento de novas ligações e aumento de carga sem ônus ao cliente.
- ✓ R\$ 6,3 milhões em projetos de eletrificação de áreas rurais, que viabilizaram o fornecimento de energia elétrica a 1.633 pequenas e médias propriedades. Estes são desenvolvidos por meio dos programas "Luz da Terra", previsto no Contrato de Concessão e coordenado pela Comissão de Eletrificação Rural do Estado de São Paulo, "Luz no Campo" e "Luz para Todos – SP e MS", coordenado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS.

Os investimentos realizados com participação financeira e doações de clientes foram direcionados para a expansão do sistema. Estes recursos e doações não representam saídas do caixa da Elektro, sendo que o investimento realizado compõe o ativo da empresa.

O nível de investimentos em 2004 foi menor que o ano anterior, uma vez que: i) o programa de renovação de frota exigiu desembolsos mais expressivos em 2003; ii) o investimento na construção de subestações e linhas de transmissão também foi maior no ano anterior; e iii) as inversões realizadas com a Universalização Rural em 2004, diferentemente do ano anterior, foram parcialmente subvencionadas por meio de recursos provenientes da CDE, conforme estabelecido no Programa Luz para Todos, criado pelo governo federal.

**Evolução dos Investimentos (R\$ milhões)**



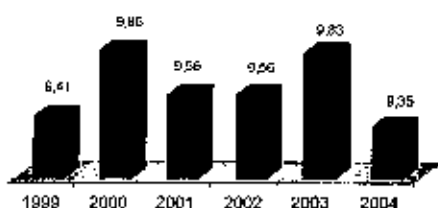


## 10. DESEMPENHO OPERACIONAL

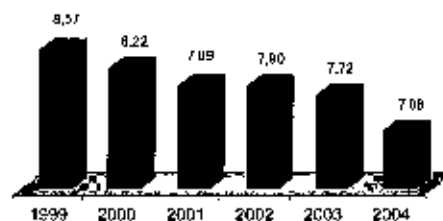
Os indicadores técnicos DEC e FEC da Elektro são melhores que os padrões exigidos pela ANEEL e apresentam tendência de melhora. Este desempenho deve-se aos investimentos que vêm sendo feitos nos últimos anos.

Com o objetivo de prevenir e reduzir as perdas comerciais, a Elektro incrementou o plano de ação específico implementado em 2003, cujos resultados reduziram o índice de perdas de energia.

**DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**

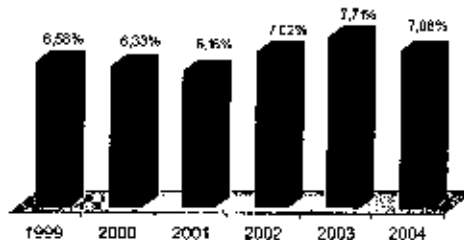


**FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)**



Obs: os indicadores de DEC e FEC de 2002 não consideram o blackout ocorrido em janeiro, nem o afôco veridaval ocorrido em setembro daquele ano. Caso considerados, eles seriam 11,97 e 8,86 respectivamente. Os indicadores de 2004 não consideram o desligamento ocorrido em 17 de outubro, devido a um forte vendaval que atingiu toda a área de concessão, e a queda de uma torre de transmissão no município de Hirapoinho. Caso considerados, os indicadores DEC e FEC seriam 8,87 e 7,23, respectivamente.

**Perdas de Energia**



## 11. BALANÇO SOCIAL

Por meio do Instituto Elektro, a companhia vem atuando em vários programas e projetos sociais, visando a contribuir com as comunidades ao seu redor. Esses programas estão baseados em desenvolvimento comunitário, educacional e sustentável.

As contribuições da Elektro para a sociedade totalizaram R\$ 4,7 milhões em programas como cultura, educação, combate à fome, segurança familiar, entre outros.

**Balanco Social Anual / 2004**Empresa: **Eletro Eletricidade e Serviços S.A.**

  
 iBase

1 - Base de Cálculo	2004 Valor (Mil reais)			2003 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)	2.045.903			1.765.801		
Resultado operacional (RO)	340.421			306.542		
Folha de pagamento bruta (FPB)	150.087			151.588		
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	9.308	6%	0%	7.321	5%	0%
Encargos sociais computacionais	30.652	20%	1%	25.687	19%	2%
Previdência privada	3.795	3%	0%	3.891	3%	0%
Saúde	5.867	4%	0%	6.354	4%	0%
Segurança e medicina no trabalho	3.628	2%	0%	3.077	2%	0%
Educação	518	0%	0%	391	0%	0%
Cultura	1	0%	0%	8	0%	0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.825	2%	0%	1.453	1%	0%
Creches ou auxílios-creche	139	0%	0%	109	0%	0%
Participação nos lucros ou resultados	9.823	7%	0%	9.434	6%	1%
Outros	1.985	1%	0%	0	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	66.625	48%	3%	60.724	40%	3%
3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	113	0%	0%	411	0%	0%
Cultura	646	0%	0%	0	0%	0%
Saúde e saneamento	0	0%	0%	0	0%	0%
Esporte	3	0%	0%	0	0%	0%
Combate a fome e segurança alimentar	27	0%	0%	49	0%	0%
Outros	4.000	1%	0%	11.410	3%	1%
Total das contribuições para a sociedade	4.789	1%	0%	11.870	3%	1%
Tributos (excluídos encargos sociais)	854.398	215%	48%	837.373	161%	36%
Total - Indicadores sociais externos	859.185	217%	49%	849.243	164%	37%
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	335	0%	0%	307	0%	0%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	155	0%	0%	120	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	490	0%	0%	427	0%	0%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficiência na utilização de recursos naturais, a empresa:						
( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100% (X) cumpre de 76 a 100%						
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2004			2003		
Nº de empregados(as) ao final do período	2.450			2.207		
Nº de admissões durante o período	358			346		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	779			830		
Nº de estagiários(as)	27			23		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	429			448		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	582			521		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	7,5			6,5		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	N.D.			N.D.		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,0			0,0		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	112 (*)			426		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2004			Metas 2005		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	41,6			N.D.		
Numero total de acidentes de trabalho	21			59		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção (X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as)			( ) direção (X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as)		
Os padrões de segurança e saúde no ambiente de trabalho foram definidos por:	(X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as) ( ) todos(as) + Cipe			(X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as) ( ) todos(as) + Cipe		
Quanto a liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e a representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve ( ) segue as normas da OIT (X) incentiva e segue a OIT			( ) não se envolve ( ) segue as normas da OIT (X) incentiva e segue a OIT		
A previdência privada contempla:	( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)			( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)		
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)			( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)		
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados (X) são seguidos ( ) não exigidos			( ) não são considerados (X) são seguidos ( ) não exigidos		
Quanto a participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve ( ) apoia (X) organiza e incentiva			( ) não se envolve ( ) apoia (X) organiza e incentiva		
Numero total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa: 57.208 na Procon: 249 na Justiça: 965			na empresa: 51.480 na Procon: 237 na Justiça: 637		
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa: 196,0 na Procon: 196,0 na Justiça: 26,4			na empresa: 196,0 na Procon: 196,0 na Justiça: 21,9		
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2004: 1.840.910			Em 2003: 1.702.585		
Distribuição do Valor Adicionado -DVA (%):	Governo: 47,42% Colaboradores: 6,89% Acionistas: ...% Tenentes: 31,78% Relato: 14,11%			Governo: 40,29% Colaboradores: 7,68% Acionistas: ...% Tenentes: 31,27% Relato: 20,98%		
7 - Outras informações						

(\*) A redução do número de pessoas portadoras de deficiência (PPD's), se deve ao atendimento da resolução número 17, de 05/10/2003 e o Decreto 5296, de 02/12/2004 do Ministério do Trabalho, que fazem nova reavaliação dos critérios de definição dos PPD's.

**12. INFORMAÇÕES SOBRE SERVIÇOS DA EMPRESA DE AUDITORIA INDEPENDENTE NA ELEKTRO**

A *PricewaterhouseCoopers* é o auditor independente contratado pela Elektro para prestar serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações contábeis referentes aos exercícios de 2003 e 2004.

A política da Elektro de contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços não relacionados à auditoria externa pauta-se em seu Código de Ética e nos princípios que preservam a independência do auditor quanto a não auditar seu próprio trabalho, não exercer funções gerenciais e não advogar pelo seu cliente.

A Elektro celebrou com a *PricewaterhouseCoopers*, em 26 de abril de 2004, contrato de Assessoria Fiscal, com validade de 1 ano, outro de revisão e preenchimento da Declaração de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ), relativa ao ano de 2003 e um contrato de prestação de serviços com o objetivo de desenhar o Modelo de Competências da Elektro e Elaborar Recomendações de Ajustes na Política de Recursos Humanos, por um prazo de 5 meses, no valor de R\$ 184,5 mil. Tais contratos representam aproximadamente 40% do valor total do contrato de auditoria. A Elektro, por meio do contrato de Assessoria Fiscal, efetua consultas à *PricewaterhouseCoopers* sobre as alterações na legislação fiscal e seus respectivos impactos nos resultados da empresa.

Todos os serviços prestados, não vinculados à auditoria externa, são supervisionados pela administração, ficando a autoria das decisões sempre reservada e as decisões tomadas pelos órgãos da administração, conforme os níveis de aprovação requeridos pelo estatuto da empresa.

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 31 DE DEZEMBRO DE 2003**  
**(Em Milhares de Reais)**

<b>Ativo</b>	<b>31/12/2004</b>	<b>31/12/2003</b>
<b>Circulante</b>		
<b>Disponível</b>		
Caixas .....	8.521	63.061
Aplicações financeiras (vide nota 6) .....	425.703	313.472
	<b>434.224</b>	<b>386.483</b>
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>		
Consumidores e fornecedores (vide nota 7) .....	398.809	352.911
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 8) .....	(37.091)	(30.144)
Reposicionamento tarifário (vide nota 13) .....	129.760	8.521
Energia livre (vide nota 9) .....	45.702	33.303
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento (vide nota 10) ..	60.011	59.521
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica .....	-	6.557
Arroxarifado .....	2.492	2.223
Adiantamentos a fornecedores .....	4.967	2.732
Empréstimos a compensar .....	18.495	14.123
Despesas pagas antecipadamente:		
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA (vide nota 11) ..	78.147	32.414
Outras despesas pagas antecipadamente .....	401	957
Caução de fundos .....	46.574	45.775
Outros créditos (vide nota 14) .....	13.930	14.781
	<b>763.217</b>	<b>547.175</b>
	<b>1.197.441</b>	<b>913.658</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>		
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>		
Parcelamentos de débitos de contas de energia (vide nota 7) .....	20.432	15.900
Reposicionamento tarifário (vide nota 13) .....	26.898	52.158
Recompensação PIS/COFINS (vide nota 12) .....	47.017	-
Energia elétrica longo prazo - MAE (vide nota 7) .....	27.492	30.065
Energia livre (vide nota 9) .....	38.085	72.058
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento (vide nota 10) .....	45.003	89.281
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA (vide nota 11) .....	155.751	160.766
Depósitos Judiciais .....	25.276	354
Outros .....	2.830	725
	<b>383.589</b>	<b>421.113</b>
<b>Permanente</b>		
Investimentos (vide nota 15.1) .....	9.822	5.043
<b>Imobilizado (vide nota 15.2)</b>		
Em serviço .....	2.182.708	2.079.877
Depreciação acumulada .....	(981.225)	(906.382)
	<b>1.181.483</b>	<b>1.173.515</b>
Ativo pela incorporação da Terraço Participações Ltda. ....	813.770	817.337
Em curso .....	83.228	73.439
	<b>2.078.481</b>	<b>2.054.351</b>
Obrigações bancárias (vide nota 15.3) .....	(218.657)	(200.394)
	<b>1.859.824</b>	<b>1.893.881</b>
Diferido (vide nota 15.2) .....	31	42.373
	<b>1.859.477</b>	<b>1.941.374</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>3.450.511</b>	<b>3.276.145</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 31 DE DEZEMBRO DE 2003**  
 (Em Milhares de Reais)

	31/12/2004	31/12/2003
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores (vide nota 16).....	28.725	25.425
Supridores de energia elétrica (vide nota 16).....	154.518	155.971
Energia livre (vide nota 9).....	44.825	37.726
Tributos a recolher (vide nota 17).....	148.722	110.273
Empréstimos e financiamentos (vide nota 22).....	211.784	81.358
Contas a pagar - acionistas (vide nota 24).....	517.589	138.001
Debêntures (vide nota 21).....	23.473	1.420
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 23).....	4.637	42.776
Encargos do consumidor (vide nota 19).....	22.359	19.829
Salários e contribuições sociais.....	27.077	32.116
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS.....	4.212	6.407
Provisão para contingências (vide nota 19).....	130.411	84.482
Outros passivos circulantes (vide nota 20).....	11.806	13.133
	<b>1.330.237</b>	<b>748.917</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>		
Tributos a recolher (vide nota 17).....	425	-
Debêntures (vide nota 21).....	-	13.475
Empréstimos e financiamentos (vide nota 22).....	111.705	240.980
Contas a pagar - acionistas (vide nota 24).....	-	380.208
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 23).....	1.579.279	1.710.510
Energia livre (vide nota 9).....	37.355	89.185
Devolução baixa renda - Modicidade tarifária (vide nota 39).....	25.229	2.004
Plano de pensão (vide nota 38).....	5.687	5.169
Outros.....	559	550
	<b>1.760.238</b>	<b>2.428.061</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social (vide nota 25.1).....	969.455	969.455
Reservas de capital (vide nota 25.2).....	15.111	14.058
Prejuízos acumulados (vide nota 25.3).....	(824.534)	(884.346)
	<b>360.032</b>	<b>99.167</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido.....</b>	<b>3.450.507</b>	<b>3.276.145</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS

Em 31 DE DEZEMBRO 2004 E 2003

(Em Milhares de Reais)

	31/12/2004	31/12/2003
<b>Receitas operacionais</b>		
Clientes finais - fornecimento de energia (vide nota 26) . . . . .	2.509.451	2.244.183
Suprimento de energia (vide nota 26) . . . . .	373	7.898
Receita reposicionamento tarifário (vide nota 26) . . . . .	97.792	50.687
Energia livre (vide nota 26) . . . . .	-	22.384
Encargos de capacidade emergencial (vide nota 26) . . . . .	90.954	64.114
Recarga uso do sistema (vide nota 26) . . . . .	105.642	29.948
Outras receitas (vide nota 26) . . . . .	25.415	18.148
	<b>2.829.640</b>	<b>2.445.362</b>
<b>Deduções às receitas operacionais</b>		
Quota para a reserva global de reversão - ROR . . . . .	(21.218)	(21.782)
Quota para a conta consumo combustível CCC e CDE . . . . .	(158.336)	(97.684)
Repasse de encargos de capacidade emergencial . . . . .	(82.052)	(60.501)
ICMS sobre fornecimento . . . . .	(495.987)	(408.333)
ICMS - Demanda (vide nota 18) . . . . .	(19.939)	-
Recomposição PIS/COFINS (vide nota 12) . . . . .	40.211	-
COFINS . . . . .	(119.708)	(73.390)
PIG . . . . .	(28.438)	(17.047)
ISS . . . . .	(280)	(224)
	<b>(883.737)</b>	<b>(679.661)</b>
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>2.045.903</b>	<b>1.765.661</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>		
Energia comprada para revenda (vide nota 30) . . . . .	(1.137.647)	(1.067.687)
Energia Livre . . . . .	-	(17.147)
	<b>(1.137.647)</b>	<b>(1.084.834)</b>
<b>Custo da operação</b>		
Pessoal (vide nota 27) . . . . .	(91.251)	(94.944)
Materiais (vide nota 20) . . . . .	(16.882)	(15.548)
Serviços de terceiros (vide nota 28) . . . . .	(48.792)	(42.487)
Depreciação e outras amortizações . . . . .	(104.300)	(101.185)
Outros (vide nota 31) . . . . .	(48.448)	(38.140)
<b>Custo dos serviços prestados a terceiros</b>	<b>(309.673)</b>	<b>(292.364)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>600.583</b>	<b>388.603</b>
<b>Despesas operacionais</b>		
Despesas com vendas . . . . .	(12.780)	(10.847)
Despesas gerais administrativas . . . . .	(44.941)	(47.741)
Amortização do ágio . . . . .	(33.568)	(36.315)
Outras despesas operacionais (vide nota 31) . . . . .	(58.648)	(43.325)
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(149.837)</b>	<b>(138.322)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>450.746</b>	<b>250.274</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>4.952</b>	<b>(5.358)</b>
<b>Resultado financeiro (vide nota 32)</b>	<b>(114.377)</b>	<b>151.626</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>340.421</b>	<b>396.542</b>
<b>Resultado não operacional (vide nota 33)</b>	<b>(6.616)</b>	<b>(6.688)</b>
<b>Lucro antes da contribuição social e do imposto de renda</b>	<b>333.805</b>	<b>389.854</b>
Imposto de renda (vide nota 34) . . . . .	(55.808)	(24.553)
Contribuição social (vide nota 34) . . . . .	(10.185)	(8.019)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>259.812</b>	<b>357.282</b>
<b>Lucro líquido do exercício por lote de mil ações - R\$</b>	<b>1,89</b>	<b>2,59</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO  
 PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 2003  
 (Em Milhares de Reais)**

	<b>Capital Social subscrito e integralizado</b>	<b>Reserva de Capital</b>	<b>Prejuízos Acumulados</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2002</b> .....	<b>969.455</b>	<b>14.058</b>	<b>(1.275.119)</b>	<b>(291.606)</b>
Ajuste de exercício anterior (vide nota 25.3).....	-	-	33.491	33.491
Lucro líquido do exercício.....	-	-	357.282	357.282
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2003</b> .....	<b>969.455</b>	<b>14.058</b>	<b>(884.346)</b>	<b>99.167</b>
Aplicação em incentivos fiscais.....	-	1.053	-	1.053
Lucro líquido do exercício (vide nota 25.3).....	-	-	258.812	258.812
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2004</b> .....	<b>969.455</b>	<b>15.111</b>	<b>(624.534)</b>	<b>360.032</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS  
 PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO 2004 E 2003  
 (Em milhares de reais)**

	31/12/2004	31/12/2003
<b>Composição dos recursos aplicados nas operações</b>		
<b>Origens dos recursos</b>		
Das operações comuns		
<b>Lucro líquido do exercício :</b>	<b>259.812</b>	<b>357.282</b>
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante :		
Energia livre .....	-	(5.237)
Reposicionamento tarifário (diferido) .....	(52.331)	(52.155)
Recomposição PIS/COFINS .....	(40.211)	-
Costas de compensação de itens da parcela A (diferido) .....	(32.952)	(15.522)
Recuperação tarifária de clientes baixa renda .....	23.226	2.034
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios .....	420	-
Resultado da equivalência patrimonial .....	(4.052)	6.350
Depreciação e outras amortizações .....	104.308	101.250
Amortização do ágio .....	33.589	36.315
Valor residual do ativo permanente baixado .....	23.401	11.351
Amortização da variação cambial diferida .....	42.257	42.262
Juros e variações monetárias de longo prazo .....	(170.258)	(220.590)
	<b>173.270</b>	<b>261.802</b>
De terceiros		
Transferências do realizável para circulante		
Conta de compensação de itens da parcela A (diferido) .....	71.155	32.414
Feridas de receita de recomposição .....	54.730	38.712
Energia livre .....	42.500	34.157
Custos a recuperar - programa emergencial .....	-	9.836
Parcelamento de contas de energia .....	92.723	5.859
	<b>261.108</b>	<b>120.978</b>
Ingressos de recursos no exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos .....	106.406	49.548
Plano de pensão .....	518	1.457
Obrigações especiais .....	12.795	14.819
	<b>119.719</b>	<b>65.822</b>
<b>Total dos recursos obtidos</b>	<b>554.897</b>	<b>448.702</b>
<b>Aplicações de recursos</b>		
No realizável a longo prazo		
Por transferências do circulante para o realizável a longo prazo .....	(2.873)	30.355
Débitos contas a receber .....	27.027	(648)
	<b>24.154</b>	<b>29.717</b>
No ativo permanente		
Imobilizado .....	127.326	150.831
Recuperação de equipamentos .....	9.071	6.540
	<b>136.397</b>	<b>157.371</b>
Por transferências do exigível a longo prazo para o circulante .....	690.601	300.769
Ajuste de exercício anterior - efeito do PIS e COFINS .....	-	1.623
Redução de empréstimos e financiamentos .....	402	9.935
<b>Total das aplicações</b>	<b>851.634</b>	<b>509.526</b>
<b>Diminuição no capital circulante líquido</b>	<b>(297.537)</b>	<b>(60.824)</b>
<b>Ativo circulante</b>		
No início do exercício .....	913.650	725.756
No fim do exercício .....	1.197.441	913.658
	<b>283.793</b>	<b>187.902</b>
<b>Passivo circulante</b>		
No início do exercício .....	740.917	603.193
No fim do exercício .....	1.330.237	740.917
	<b>589.320</b>	<b>245.724</b>
<b>Diminuição no capital circulante líquido</b>	<b>(297.537)</b>	<b>(60.824)</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis



**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS  
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 2003**

**1. CONTEXTO OPERACIONAL**

**1.1. OPERAÇÃO**

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A., concessionária de serviço público, atua na distribuição de energia elétrica em 228 municípios, dos quais 223 no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul.

O contrato de concessão da Elektro foi assinado em 27 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 30 anos, podendo ser prorrogado, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL, por prazo adicional de, no máximo, 30 anos.

Os negócios da Sociedade, incluindo os serviços que presta e tarifas cobradas são, em geral, regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

**1.2. PROCESSO DE REORGANIZAÇÃO DA ENRON SOB O CAPÍTULO 11 DA LEI DE FALÊNCIAS**

**1.2.1 Histórico do Processo**

Em 2 de dezembro de 2001, a Enron Corp. (Enron) e algumas de suas afiliadas (conjuntamente com a Enron, os Devedores) iniciaram um processo de proteção falimentar com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos.

Em 11 de junho de 2003, os Devedores, com o apoio do Comitê Oficial de Credores Quirografários (Official Unsecured Creditors Committee) da Enron, e do Examinador Independente do processo (nomeado pelo juiz da Corte de Falências de Nova Iorque), submeteram à aprovação da Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque (Corte de Falências), um plano conjunto dos Devedores (conhecido com seus aditamentos subsequentes, como o Plano) com base no Capítulo 11 e o seu respectivo Memorando de Informações.

O Plano contemplou a criação da Prisma Energy International Inc. (Prisma Energy), companhia internacional de energia que atua na gestão de participações integrais ou parciais da Enron nos ativos de distribuição de energia elétrica, gás natural, gasodutos e geração de energia elétrica, todos localizados fora dos Estados Unidos. O Plano considera a Elektro uma das empresas integrantes da Prisma Energy.

Após audiência pública, em 9 de janeiro de 2004, a Corte de Falências aprovou o Memorando de Informações, confirmando que este contém informações suficientes para permitir que um reclamante ou parte interessada no processo vote contra ou a favor do Plano.

Após a realização, em junho de 2004, de mais uma audiência pública, a Corte de Falências, em 15 de julho de 2004, aprovou o Plano da Enron com base no Capítulo 11. Os credores quirografários da Enron receberão pagamentos em espécie e em ações da Prisma Energy. A transferência dos ativos para a Prisma Energy, está sujeita à obtenção das aprovações regulatórias e de terceiros necessárias.

A Elektro obteve as aprovações locais necessárias para a efetivação da transferência do seu controle societário indireto para a Prisma Energy: (i) em 16 de março de 2004, a ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa nº 109, (ii) em 8 de abril de 2004, a Diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, banco credor da Elektro, deliberou a aprovação, em consonância com disposições aplicáveis aos seus contratos de financiamento e, (iii) os bancos agentes de repasses e linhas de crédito do BNDES detidos pela Elektro também aprovaram a alteração do controle societário indireto.

Por meio do fato relevante emitido em 3 de setembro de 2004, a Elektro informou ao mercado que a Enron, sua controladora, transferiu em 31 de agosto de 2004 sua participação acionária indireta na Elektro para a Prisma Energy, concretizando assim uma das etapas do Plano. No estágio atual, a Prisma Energy continua sendo uma subsidiária integral da Enron.

Em 17 de novembro de 2004, certas condições foram cumpridas, as quais permitiram que o Plano entrasse em pleno efeito. O Comitê de Credores foi extinto, e a Enron saiu da falência e está atualmente denominada uma empresa "reorganizada" com um Conselho de Administração que inclui representantes dos Credores.

### 1.2.2 Descrição da Prisma

A Prisma Energy é uma empresa que foi constituída nas Ilhas Cayman, em 24 de junho de 2003. Com a transferência dos ativos para a Prisma Energy prevista no Plano, as suas operações apresentam as seguintes características:

- ✓ Cerca de 7.900 empregados;
- ✓ Operações em 13 países;
- ✓ Cerca de 90.000 Km de linhas de distribuição de energia elétrica;
- ✓ Cerca de 15.000 Km de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural;
- ✓ Cerca de 2.000 MW de capacidade de geração de energia elétrica; e
- ✓ Atendimento de cerca de 6,5 milhões de clientes de eletricidade, gás e gás liquefeito de petróleo.

A governança corporativa da Prisma Energy conta com um Conselho de Administração e um Comitê Executivo que vem acompanhando a gestão destes ativos.

Maiores detalhes sobre a Prisma Energy e o "status" do processo da Enron sob o Capítulo 11 podem ser acessados nos seguintes sites: [www.prismaenergy.com](http://www.prismaenergy.com) e [www.enron.com](http://www.enron.com).

### 1.3. DESVERTICALIZAÇÃO

O art. 4º da Lei nº. 9074, de 07 de julho de 1995, alterado pelo art.8º da Lei nº 10.848, publicada em 16 de março de 2004, estabelece a obrigatoriedade da segregação das atividades relativas às pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição e de geração de energia elétrica

Assim, as concessionárias distribuidoras, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, não podem ter participação em outras sociedades, de forma direta ou indireta, ou ainda manter atividades estranhas ao objeto da concessão.

A Elektro em sua atividade de concessão de distribuição de energia elétrica, possui as concessões de duas Pequenas Centrais Elétricas (Emas e Lobo) além da subsidiária integral Terraco Investments Ltd.. A Sociedade está analisando estrutura mais adequada para o processo de desverticalização e estará procedendo às referidas desvinculações, de forma a se adaptar à nova legislação, no prazo de 18 meses, contados da data de publicação da referida Lei.

## 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As Demonstrações Contábeis foram elaboradas adotando-se as práticas contábeis emanadas da Legislação Societária Brasileira, disposições da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, normas de legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, assim como orientações específicas do Conselho Federal de Contabilidade – CFC e Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON.

A ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído através da Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que contém: o plano de contas,

instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas e financeiras. As normas contidas no referido manual vêm sendo aplicadas desde 1º de janeiro de 2002.

Na elaboração das demonstrações contábeis é necessário utilizar estimativas para contabilizar certos ativos, passivos e outras transações. As demonstrações contábeis da companhia incluem, portanto, estimativas referentes à seleção das vidas úteis do ativo imobilizado, provisões necessárias para passivos contingentes e outras similares. Os resultados reais podem apresentar variações em relação às estimativas.

### 3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

#### 3.1. Práticas contábeis específicas

##### a. Juros, encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em função do disposto na instrução contábil nº 6.3 10 – Imobilizado item 4, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros, demais encargos financeiros e efeitos inflacionários, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros efetivamente aplicados nas obras em andamento, estão registrados no imobilizado em curso.

##### b. Custos indiretos de obras em andamento

São apropriados mensalmente às imobilizações em curso mediante rateio dos gastos administrativos.

##### c. Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA

Em conformidade com as Resoluções ANEEL nº 491 a 495, de 20 de novembro de 2001, nº 72, de 7 de fevereiro de 2002 e nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, a Sociedade reconhece os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes à Parcela A, conforme previsto no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica. (vide nota 11).

#### 3.2. Práticas contábeis gerais

##### a. Disponibilidades

O saldo inclui aplicações financeiras que são registradas ao custo acrescido de juros e das variações das taxas dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI ou das variações das taxas do dólar norte americano em 31 de dezembro de 2004 e 2003.

##### b. Consumidores

As contas a receber incluem os valores referentes ao fornecimento de energia elétrica faturados e a receita referente à energia elétrica fornecida e não faturada.

##### c. Operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

As operações de compra e venda de energia elétrica realizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e os Encargos de Serviços de Sistema - ESS, são contabilizadas com base em relatórios disponibilizados pela CCEE e por estimativa elaborada pela administração.

##### d. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Constituída em montante julgado suficiente pela Administração para cobertura de eventuais perdas com as contas a receber e em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.

##### e. Almoxxarifados

Os materiais em almoxxarifado são avaliados pelo custo médio de aquisição, acrescido dos gastos de manutenção e aferição, e classificados em razão da sua aplicação em obras em curso no ativo permanente ou no ativo circulante, quando para manutenção.

**f. Investimento**

O investimento na controlada Terraço Investments Ltd., com sede no exterior, é registrado pelo método da equivalência patrimonial. As demonstrações contábeis da empresa controlada são convertidas pela taxa do dólar norte-americano na data do balanço. A controlada adota práticas contábeis consistentes com as da controladora.

**g. Ativo Imobilizado****Imobilizado**

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição ou construção acrescido de encargos financeiros, variações monetárias dos empréstimos e financiamentos vinculados ao período de sua formação, deduzido da depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear, pelas taxas indicadas na nota 15.2. e estão em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica instituído pela Resolução ANEEL nº 44, de 17 de março de 1999.

**Ágio na incorporação da controladora Terraço Participações Ltda.**

A parcela do ágio referente à mais valia do imobilizado, é amortizada em 20 anos, pelo prazo médio de vida útil do imobilizado, conforme nota 15.2.

Para atender aos Ofícios ANEEL 936-SFF/ANEEL e 1010-SFF/ANEEL, de 24 de setembro de 2002 e 17 de outubro de 2002, respectivamente, o ágio – expectativa de rentabilidade futura, foi reclassificado do ativo diferido para o imobilizado – intangível. A CVM através do Ofício 147/03, de 14 de março de 2003 manifestou sua concordância quanto a essa reclassificação.

A parcela do ágio referente à expectativa de rentabilidade futura foi amortizada à taxa de 10% a.a., de janeiro de 1999 a dezembro de 2001. A taxa de amortização do ágio aplicada no exercício de 2003 é baseada no Ofício nº 393/2003-SFF/ANEEL, de 20 de março de 2003, conforme detalhado na nota 15.2.

A ANEEL através do Ofício nº 2182/2003 – SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2003 ratificou as taxas de amortização aplicadas pela Elektro nos exercícios de 1999 a 2003, bem como, redefiniu a nova curva de amortização que deverá ser aplicada para o período de 2004 a 2028.

**h. Diferido**

A Sociedade optou pelo diferimento das variações cambiais decorrentes dos ajustes dos valores em reais de obrigações e créditos em moeda estrangeira, registradas no exercício de 2001, em conformidade com as Deliberações CVM nº 404, de 27 de setembro de 2001 e nº 409, de 1º de novembro de 2001. A amortização é calculada pelo método linear em 4 anos a partir do exercício de 2001 ou proporcional à liquidação das obrigações ou créditos em moeda estrangeira (vide nota 15.2).

**i. Passivos circulantes e exigível a longo prazo**

São demonstrados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, das variações nas taxas de câmbio e das variações monetárias incorridas.

**j. Ativos e passivos vinculados a moedas estrangeiras ou sujeitos à atualização monetária**

Estão atualizados com base na cotação das respectivas moedas nas datas de encerramento do balanço ou com base nos índices previstos contratualmente.

**k. Plano de pensão**

A Sociedade contabiliza o ajuste do compromisso atuarial referente ao Fundo de Pensão dos Empregados em decorrência da aplicação do pronunciamento IBRACON NPC 26 – “Contabilização de benefícios a empregados”, aprovado através da Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000 (vide nota 36).

**l. Apuração do resultado**

O resultado é apurado pelo regime de competência.

**m. Lucro líquido por ação**

É calculado com base no número de ações em circulação na data do balanço.

**n. Fluxo de caixa**

Elaborado de acordo com a Norma e Procedimento de Contabilidade – NPC 20 do IBRACON e em atendimento ao Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e tem por finalidade de apresentar as entradas e saídas de caixa da companhia no exercício.

**o. Demonstração do valor adicionado**

Elaborado de acordo com o Ofício Circular CVM nº 01/00 e em atendimento ao Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e tem por finalidade apresentar o resultado do exercício do ponto de vista de geração e distribuição de riquezas da companhia.

**p. Demonstração dos resultados segregado por atividade**

Elaborado de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e tem por finalidade apresentar o resultado segregando a atividade de distribuição e as atividades não vinculadas ao serviço concedido.

**4. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO**

Em dezembro de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), as distribuidoras e as geradoras de energia concluíram o Acordo Geral do Setor Elétrico visando à recomposição das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica que ocorreu de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi assinado em 4 de julho de 2002.

A Lei nº 10.438, que reflete as condições gerais estabelecidas nas negociações setoriais, foi aprovada pelo Congresso Nacional e sancionada pelo Presidente da República em 26 de abril de 2002.

A Resolução nº 91 da GCE e Resolução nº 635 da ANEEL, ambas publicadas em 21 de dezembro de 2001, determinaram a Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001, visando a recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, da Energia Livre e das variações dos valores de itens da Parcela A.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004: i) retificou o montante homologado pela Resolução ANEEL nº 483, de 29 de agosto de 2002, referente ao valor de repasse da Energia Livre, ii) alterou o prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da Elektro de 59 meses para 58 meses, a contar a partir de 27 de dezembro de 2001, e iii) excluiu a Compensação e Variações de Valores de Itens da Parcela "A" do prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, previsto no artigo 4º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

A recuperação dos valores referentes à Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela "A" se dará imediatamente após a recuperação das perdas decorrentes do racionamento através da prorrogação da Recomposição Tarifária Extraordinária pelo prazo que for necessário.

Os reflexos deste acordo e das resoluções da ANEEL estão reconhecidos e demonstrados nas seguintes notas explicativas:

- Nota 9 - Energia Livre;
- Nota 10 - Recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento; e
- Nota 11 - Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

## 5. REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA

O contrato de concessão das distribuidoras, pela necessidade de preservar o preceito legal de equilíbrio econômico-financeiro, prevêem três mecanismos de atualização tarifária: i) revisão tarifária periódica; ii) reajuste tarifário e iii) revisão extraordinária.

### 5.1. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a revisão tarifária periódica tem a finalidade de reavaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar para os consumidores os ganhos de produtividade da concessionária. Esta revisão tarifária deve ocorrer a cada quatro anos, iniciando-se no quinto ano da concessão. No caso da Elektro a primeira revisão tarifária ocorreu em 27 de agosto de 2003.

O processo de revisão tarifária da Elektro, ocorrido em agosto de 2003, implicou em um reposicionamento tarifário de 27,93% e um Fator X de 2,38%. De acordo com a metodologia definida pela ANEEL e objetivando amenizar o impacto do reajuste para os consumidores finais, sem deixar de garantir a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, foi aplicado em 27 de agosto de 2003 um índice de 20,25%, correspondendo ao índice de reajuste tarifário anual que a empresa teria direito caso tivesse sido praticado.

A base de remuneração da Elektro, relativa ao Laudo de Avaliação até março de 2003, validado pela Superintendência e Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL é composta pela base bruta de R\$ 3.289.428 mil e base líquida que é de R\$ 1.601.659 mil. Nestes valores deverão ser acrescidos, no reajuste tarifário de 27 de agosto de 2003, as adições e baixas dos bens e instalações ocorridas entre a data base do laudo de avaliação (março de 2003) e julho de 2003.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 216, de 26 de agosto de 2004, revisou o índice de reposicionamento tarifário para 28,69%. A diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003 (20,25%) será considerada nos reajustes tarifários anuais aplicáveis de 27 de agosto de 2004 a 26 de agosto de 2007. O valor correspondente ao diferimento do reposicionamento tarifário está sendo reconhecido contabilmente como receita operacional da empresa, considerando o cálculo "pró-rata dia" para o período de 12 meses, desde 27 de agosto de 2003. A amortização deste ativo regulatório iniciou-se em 27 de agosto de 2004 (vide nota 13).

Também através da Resolução Homologatória nº 216, a ANEEL revisou o Fator X para 3,5307%. Os componentes Xa (reflete a aplicação do IPCA para a componente mão-de-obra da Parcela B), Xe (considera os ganhos de produtividade vinculados ao crescimento do mercado da concessionária) e Xc (incorpora a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor) foram fixados em 1,795%, 1,32% e 0,262%, respectivamente, para aplicação no reajuste de 2004.

O componente Xe é definido no momento da Revisão Tarifária para aplicação nos reajustes nos anos subsequentes até a próxima Revisão Tarifária, enquanto os componentes Xa e Xc são estabelecidos a cada reajuste anual.

### 5.2. REAJUSTE TARIFÁRIO

Os reajustes pretendem oferecer à concessionária a perspectiva de que, no período entre revisões, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário, sendo-lhe permitida a apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a alcançar no período. Para Elektro este reajuste ocorre anualmente no dia 27 de agosto conforme previsto no Contrato de Concessão.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 221, de 26 de agosto de 2004, homologou o índice médio de reajuste tarifário (IRT) de 19,46% para a Elektro, válido a partir de 27 de agosto de 2004. Este índice tem a seguinte composição:

- ✓ 15,540% correspondente ao reajuste tarifário regular e diferimento da Parcela B
- ✓ 1,189% correspondente ao saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, apurado entre o período de agosto de 2003 a julho de 2004;
- ✓ 2,632% correspondente a 50% do saldo da CVA, apurado entre o período de agosto de 2002 a julho de 2003, que não foi considerado no último reposicionamento tarifário de agosto de 2003;
- ✓ 0,094% referente aos custos administrativos incorridos durante o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE).

### 5.3. REVISÃO EXTRAORDINÁRIA

Está vigente desde 27 de dezembro de 2001, a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), objetivando recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica (vide nota 9) e Parcela A (vide nota 11) conforme a Medida Provisória nº 14, regulamentada pelas Resoluções GCE nº 91 e ANEEL nº 835, todas publicadas em 21 de dezembro de 2001.

### 6. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os valores registrados em aplicações financeiras refletem o valor de mercado dos mesmos, podendo ser resgatados a qualquer momento.

O cronograma abaixo se refere às datas de vencimentos dos investimentos:

Vencimentos dos saldos em R\$ mil					
31/12/2004			31/12/2003		
Ano	CDBs*	Fundos de Inv.**	Total	Ano	Total
2004	-	-	-	2004	291.089
2005	3	373.738	373.741	2005	15.430
2006	21.857	30.105	51.962	2006	6.016
<b>Total</b>	<b>21.860</b>	<b>403.843</b>	<b>425.703</b>	<b>Total</b>	<b>313.422</b>

\* Os Certificados de Depósito Bancário - CDBs estão indexados à variação de 100,0% a.a. das taxas diárias dos Certificados de Depósito Interbancário (CDIs).

\*\* Fundos de Investimento Financeiro Exclusivo (FIFs) com a seguinte composição:

- 14,15% de aplicações financeiras em títulos privados, públicos e CDBs com variação média de 100,7% do CDI; e
- 85,85% de aplicações financeiras em títulos privados, públicos e CDBs vinculados a operações de swaps indexadas à variação cambial acrescido de juros médio de 2,12% a.a.

**7. CONTAS A RECEBER – CONSUMIDORES, SUPRIDORES E PARCELAMENTO DE DÉBITO E ENERGIA ELÉTRICA**

Classes	31/12/2004						31/12/2003	
	Nº Total de (*)	Vencidos		A Vencer	C.Prazo	L. Prazo	TOTAL	TOTAL
		Consumidores até 90 dias (+) 90 dias						
Residencial.....	1.604.317	33.804	4.165	45.506	66.665	-	86.465	74.742
Industrial.....	22.209	7.924	10.914	13.901	32.738	-	32.738	28.697
Comercial.....	126.388	8.818	3.143	11.685	24.848	-	24.848	21.340
Rural.....	96.683	2.269	324	4.522	7.115	-	7.115	6.625
Poder Público.....	14.393	1.776	1.986	5.242	8.384	-	8.384	7.429
Iluminação Pública.....	1.722	2.417	5.639	5.977	13.316	-	13.316	9.790
Serviço Público.....	2.210	1.631	555	4.778	6.464	-	6.464	5.224
Parcelamentos de débitos.....	-	2.237	3.178	34.939	43.956	20.132	64.387	57.879
Rendas não laburadas.....	-	-	-	177.798	177.798	-	177.798	166.525
(-) Aterragem em processo de classificação.....	-	-	-	(4.617)	(4.617)	-	(4.617)	(1.117)
<b>Total de consumidores e parcelamento.....</b>	<b>1.961.390</b>	<b>64.861</b>	<b>32.815</b>	<b>299.292</b>	<b>396.968</b>	<b>20.132</b>	<b>417.400</b>	<b>387.347</b>
<b>Supridores:</b>								
Mercado atacadista de energia - MAE.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Venda de energia.....	-	-	-	1.841	1.841	27.492	29.333	27.640
Recompra de contratos iniciais.....	-	-	-	-	-	-	-	4.294
<b>Total de fornecedores.....</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.841</b>	<b>1.841</b>	<b>27.492</b>	<b>29.333</b>	<b>31.934</b>
<b>Total.....</b>	<b>1.961.390</b>	<b>64.861</b>	<b>32.815</b>	<b>301.133</b>	<b>398.809</b>	<b>47.624</b>	<b>446.733</b>	<b>389.176</b>

(\*) Não auditados pelos auditores independentes

Dos montantes classificados no realizável a longo prazo, R\$ 27.492 mil em 2004 e R\$ 30.365 mil referem-se ao contas a receber informado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pendente de recebimento.

**8. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

A Elektro tem registrado como provisão para créditos de liquidação duvidosa em 31 de dezembro de 2004, o montante de R\$ 37.091 mil (R\$ 30.144 mil em 31 de dezembro de 2003), montante este julgado suficiente pela Administração para cobertura de prováveis perdas.

Tipos de créditos	Valores em R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Residencial.....	4.597	5.658
Industrial.....	6.446	6.675
Comercial.....	2.954	1.472
Rural.....	205	223
Poder público (federal, estadual e municipal).....	971	260
Iluminação pública.....	9.497	4.645
Parcelamentos prefeituras municipais.....	11.313	8.832
Parcelamento privado.....	7.108	7.379
<b>Total.....</b>	<b>37.091</b>	<b>30.144</b>

O aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 6.947 mil em relação ao mesmo período do ano anterior foi em decorrência principalmente da crescente inadimplência do setor Público Municipal (Iluminação Pública e Parcelamentos com Prefeituras Municipais).

A Sociedade tem realizado negociações com essas prefeituras municipais a fim de reduzir o volume de inadimplência, cujas ações culminaram em renegociação com 108 prefeituras durante o ano de 2004, totalizando contratos de parcelamento de débito no montante de R\$ 42.644 mil.



A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa está em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.

## 9. ENERGIA LIVRE

Energia livre é a energia produzida por unidades geradoras não comprometidas com os Contratos Iniciais de Suprimento de Energia e que substituem a geração das usinas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Durante a vigência do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determinou uma redução acentuada na geração das usinas participantes do MRE, resultando em exposição financeira dessas geradoras com relação às usinas produtoras de energia livre.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu o limite de R\$ 49,26/MWh para as exposições dos geradores participantes do MRE com relação às compras de energia livre durante o período do racionamento. A diferença entre os preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (sucessor do MAE) vigentes à época do racionamento e o limite citado acima, devida às unidades geradoras produtoras da energia livre, está sendo repassada pelas distribuidoras mensalmente através de um percentual incidente sobre os recursos efetivamente recebidos através da RTE, em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001 e cobrada nas tarifas de fornecimento de energia de clientes finais.

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, alterou o valor homologado pela Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, referente a Energia Livre, passando o valor total a ser repassado pela Elektro de R\$ 101.890 mil para R\$ 115.318 mil, a valores de 28 de fevereiro de 2002. O referido ajuste foi reconhecido em dezembro de 2003.

A Sociedade tem registrado contabilmente, em 31 de dezembro de 2004, o saldo a receber de R\$ 83.787 mil (R\$ 45.702 mil no ativo circulante e R\$ 38.085 mil no realizável a longo prazo), e a pagar de R\$ 82.181 mil (R\$ 44.826 mil no passivo circulante e R\$ 37.355 mil no exigível a longo prazo), líquido de PIS, COFINS, CPMF, taxa de fiscalização da ANEEL e percentual destinado a pesquisa e desenvolvimento (1% da receita bruta), conforme previsto na Resolução ANEEL nº 89, de 25 de fevereiro de 2003.

Através da RTE o montante de Energia Livre está sendo recuperado a partir de fevereiro de 2003 e repassado às geradoras desde março de 2003, tendo seu término estimado pela Sociedade para outubro de 2006. Esse repasse corresponde a 41,1345% do valor arrecadado mensalmente através da RTE.

	R\$ mil					
	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
Saldo em 31/12/2003.....	39.303	72.036	111.339	37.726	69.165	106.891
Transferências.....	42.500	(42.500)	-	40.016	(40.016)	-
Atualização pela Selic até 31/12/2004..	6.700	8.529	15.229	6.418	8.206	14.624
Amortização do exercício.....	(42.801)	-	(42.801)	(36.334)	-	(36.334)
Saldo em 31/12/2004.....	42.702	38.085	80.787	44.826	37.355	82.181

## 10. RECUPERAÇÃO DAS PERDAS DE RECEITA DECORRENTES DO PROGRAMA DE RACIONAMENTO

A metodologia de apuração dos valores a serem recuperados a título de perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica foi regulamentada através da Resolução ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002, e sua contabilização foi realizada conforme o estabelecido pela ANEEL através da Resolução nº 72, de 7 de fevereiro de 2002.

O valor homologado pela ANEEL referente às perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, totalizou R\$ 219.184 mil. O equivalente a 90% deste montante (R\$ 197.266 mil) foi financiado pelo BNDES (vide nota 22).

O saldo das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica está sendo amortizado através da RTE. Essa amortização teve início em janeiro de 2002, tendo seu término estimado pela Sociedade em agosto de 2006. Até 31 de dezembro de 2004, foram amortizados R\$ 201.885 mil, sendo R\$ 63.424 mil no exercício de 2004.

Descrição	Valores R\$ mil
<b>Saldo líquido das perdas de receita decorrentes do racionamento em 31/12/2003.</b>	<b>148.802</b>
Atualização do período pela taxa Selic 31/12/2004.....	19.641
	168.443
Amortização do exercício .....	(63.424)
	105.019
<b>Saldo do Curto Prazo.....</b>	<b>60.011</b>
<b>Saldo do Longo Prazo.....</b>	<b>45.008</b>
<b>Saldo líquido em 31/12/2004.....</b>	<b>105.019</b>

# 11. CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÕES DE VALORES DE ITENS DA PARCELA A - CVA

O saldo de R\$ 233.898 mil, em 31 de dezembro de 2004 (R\$ 192.680 mil, em dezembro de 2003), demonstrado no quadro abaixo, refere-se ao reconhecimento dos efeitos econômicos e financeiros das variações dos custos da Parcela A e CVA, previstos no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, em conformidade com a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, Portaria Interministerial nº 25 dos Ministérios de Estado da Fazenda e de Minas e Energia, de 24 de janeiro de 2002, Resoluções ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, e nº 90, de 18 de fevereiro de 2002.

Descrição	R\$ mil				
	Circulante CVA	Longo Prazo		Total	
		CVA	PARCELA A	31/12/2004	31/12/2003
Custo da energia de fonte .....	(5.624)	(3.760)	36.790	27.406	40.366
Transporte de energia - 1º pu .....	342	110	164	616	613
Transporte de energia.....	2.393	-	1.540	3.933	806
Energia comprada.....	-	-	1.055	1.055	1.055
Encargos de conexão.....	-	-	717	717	717
Encargos de serviço de sistema - ESS.....	37.694	19.063	-	57.554	52.079
ONS - Uso da rede básica .....	-	4.637	-	4.637	1.918
<b>Subtotal diferido de energia comprada .....</b>	<b>34.805</b>	<b>20.847</b>	<b>42.266</b>	<b>97.918</b>	<b>99.474</b>
Conta de consumo de combustível - CCC.....	13.766	13.167	12.331	39.264	17.634
Conta de desenvolvimento energético - CDE .....	29.682	6.483	-	36.176	27.210
Reserva global de reversão - RGR.....	-	-	(920)	(920)	(920)
Taxa de fiscalização ANEEL.....	-	-	792	792	782
<b>Subtotal de outros itens da CVA.....</b>	<b>43.448</b>	<b>19.660</b>	<b>12.193</b>	<b>75.301</b>	<b>41.706</b>
<b>Total da variação Sétic .....</b>	<b>25.316</b>	<b>11.471</b>	<b>49.314</b>	<b>86.101</b>	<b>63.257</b>
Juros empréstimos BNDES.....	-	-	-	-	713
Amortização da CVA.....	(25.422)	-	-	(25.422)	(5.480)
<b>Total.....</b>	<b>78.147</b>	<b>51.978</b>	<b>103.773</b>	<b>233.898</b>	<b>192.680</b>

## CVA

A Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, alterou o prazo de repasse dos valores relacionados à CVA ao reajuste tarifário anual das distribuidoras de energia elétrica. No caso da Elektro as variações ocorridas entre agosto de 2002 a julho de 2004, que estão sendo repassadas nos 24 meses subsequentes ao reajuste anual que ocorreu em agosto de 2004.

Do saldo de R\$ 130.125 mil (R\$ 78.147 mil no curto prazo e R\$ 51.978 mil no longo prazo) reconhecido até 31 de dezembro de 2004 o valor de R\$ 104.742 mil está sendo recuperado desde o reajuste tarifário de 27 de agosto de 2004, sendo o saldo remanescente de R\$ 25.383 mil a ser recuperado a partir o próximo reajuste tarifário de 27 de agosto de 2005.

Em decorrência do adiamento do repasse nas tarifas dos valores apurados com a aplicação do mecanismo de compensação da CVA, foi criado através da Medida Provisória nº 127, de 4 de agosto de 2003, o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, que autorizou, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o financiamento dos valores da CVA não repassados às tarifas nos reajustes tarifários das Concessionárias.

Os recursos deste financiamento foram liberados em 3 parcelas, corrigidos pela taxa Selic da data do último reajuste tarifário em 27 de agosto de 2003 totalizou R\$ 98.026 mil, conforme descrito na Medida Provisória nº 127, convertida na Lei nº 10.762 em 11 de novembro de 2003.

Em 29 de novembro de 2004, foi publicado a Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, que altera a redação da Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, incluindo na Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A – CVA as variações ocorridas entre os reajustes tarifários, referente ao custo de aquisição de energia elétrica. A recomposição destas variações na tarifa ficam condicionadas à celebração de aditivo ao Contrato de Concessão, o que deve ocorrer durante o ano de 2005.

#### PARCELA A

Em 29 de agosto de 2002, através da Resolução nº 482, a ANEEL homologou o valor da Parcela A no montante de R\$ 58.910 mil referente ao período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001. Deste valor, 90% (R\$ 53.019 mil) foi financiado pelo BNDES, cuja liberação ocorreu em setembro de 2002 (vide nota 20).

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, excluiu do prazo máximo de permanência da RTE a recuperação dos montantes de perdas das distribuidoras devido às variações da "Parcela A" durante o racionamento (Resolução ANEEL nº 482/02), passando essa recuperação a ocorrer imediatamente após o final da RTE prevista no art. 4º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, pelo prazo necessário para recuperação do montante homologado.

Em 31 de dezembro de 2004, o montante da Parcela A, já atualizado monetariamente pela Selic, totalizou R\$ 103.773 mil. O início da amortização é estimado pela Sociedade para outubro de 2006, tendo o seu término previsto em outubro de 2007, através do mecanismo semelhante ao da RTE, em vigor desde 27 de dezembro de 2001.

#### 12. RECOMPOSIÇÃO PIS/COFINS

O Contrato de Concessão e o disposto na Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 em seu artigo 9º, parágrafo 3º, que assegura o direito à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária, a Elektro procedeu o reconhecimento, em dezembro de 2004, dos valores apurados em consequência da mudança do critério de tributação para não cumulatividade conforme Lei 10.637/02 do PIS a partir de dezembro de 2003, no montante de R\$ 9.988 mil de principal e R\$ 724 mil de atualização monetária e Lei 10.833/03 do COFINS a partir de fevereiro de 2004 no montante de R\$ 30.223 mil de principal e R\$ 1.082 mil de atualização monetária.

Os valores reconhecidos serão validados e incorporados às tarifas, em prazo a ser definido pela ANEEL, entretanto, não superior a três anos, conforme definido no Ofício nº. 2237/2004-SFF/SER/ANEEL, de 17 de dezembro de 2004.

#### 13. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 216, de 26 de agosto de 2004, revisou o índice de reposicionamento tarifário para 28,69%. A diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003 (20,25%) será considerada nos reajustes tarifários anuais aplicáveis de 27 de agosto de 2004 a 26 de agosto de 2007. O valor correspondente ao diferimento do reposicionamento tarifário está sendo reconhecido contabilmente como receita operacional da empresa, considerando o cálculo "pró-rata dia" para o período de 12 meses, desde 27 de agosto de 2003. A amortização deste ativo regulatório iniciou-se em 27 de agosto de 2004, conforme demonstrado abaixo:

	Ativo R\$ mil		
	Circulante	Longo Prazo	Total
Saldo em 31/12/2003.. .. .	6.521	52.188	58.687
Ingresso de receita do reposicionamento tarifário..	44.894	86.141	131.025
Transferência .. .. .	111.608	(111.609)	-
Amortização do Exercício (*).. .. .	(33.234)	-	(33.234)
<b>Saldo em 31/12/2004 .. .. .</b>	<b>129.780</b>	<b>26.698</b>	<b>156.478</b>

(\*) Valores amortizados a partir de 27/08/2004

**14. OUTROS CRÉDITOS**

	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Materiais em reparo .....	2.418	2.864
Desativações/Veniações em curso .....	1.253	619
RGR a compensar .....	409	32
Fornecimento de materiais e serviços.....	30	2.566
Venda de imóveis.....	1.883	790
Adiantamento a empregados .....	1.007	720
Prestação de serviços.....	1.327	1.912
Convênios de antecadação (CERESP).....	2.166	-
Juros do empréstimo compulsório - ELETROBRÁS.....	2.662	4.647
Créditos diversos.....	775	631
<b>Total.....</b>	<b>13.930</b>	<b>14.781</b>

**15. PERMANENTE****15.1. Investimentos**

	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Terrenos.....	4.265	4.281
Edificações.....	106	672
Terraco Investments Ltd ,	4.052	-
FINOR.....	1.199	187
<b>Total.....</b>	<b>9.622</b>	<b>5.040</b>

**Terraco Investments Ltd.**

O investimento na Terraco Investments Ltd. (TIL), 100% controlada pela Elektro, é avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Conforme autorizado pelo Ofício CVM/SNC/008/2005, de 27 de janeiro de 2005, não estão sendo apresentadas as Demonstrações Financeiras Consolidadas com a TIL, por não representarem alteração relevante na unidade econômica consolidada.

Os principais valores do balanço patrimonial da controlada são os seguintes:

	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
<b>Ativo</b>		
Circulante		
ETB - Energia Total do Brasil Ltda.....	229.582	249.889
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.,	220.984	242.532
Enron Investimentos Energéticos Ltda.....	24.761	26.952
<b>Total do Ativo</b>	<b>475.327</b>	<b>517.373</b>
<b>Passivo</b>		
Circulante		
Prisma Energy International Inc.....	471.276	517.373
Patrimônio líquido		
Capital social.....	29.066	31.837
Prejuízos acumulados.....	(25.014)	(31.837)
	4.052	-
<b>Total do Passivo e patrimônio líquido</b>	<b>475.327</b>	<b>517.373</b>
<b>Resultado</b>		
Receitas.....	4.052	29
Despesas.....	-	(4.411)
<b>Lucro líquido / (Prejuízo) do exercício.....</b>	<b>4.052</b>	<b>(4.302)</b>

As contas a receber de empresas ligadas referem-se a créditos em moedas estrangeiras, sem incidência de juros. As contas a pagar referem-se a empréstimos, também sem incidência de juros.

Em dezembro de 2001, a Enron Development Funding Ltd. (EDF) e a TIL negociaram a postergação dos prazos de pagamento das obrigações devidas pela TIL à EDF entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003. A TIL, por sua vez, concedeu à ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., postergação de suas parcelas vincendas no mesmo período.

Em março de 2004, a Enron Development Funding Ltd. (EDF), concedeu a postergação do vencimento das parcelas vincendas entre março e dezembro de 2004 para março de 2005. A TIL, por sua vez, concedeu à ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., postergação de suas parcelas vincendas nas mesmas condições.

Em 15 de agosto de 2004, como parte do processo do Capítulo 11 do Plano de Reorganização da Enron, a EDF cedeu seus créditos detidos contra a TIL para a Prisma Energy International Inc..

## 15.2 Imobilizado e Diferido

	Taxas Anuais Depreciação/Amortização	R\$ mil			
		31/12/2004		31/12/2003	
		Custo	Depreciação/Amortização	Líquido	Líquido
<b>Em Serviço</b>					
Intangível .....	0 a 20,0%	20.459	(358)	20.101	18.980
Terrenos .....	-	12.696	-	12.696	11.967
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	2,0 a 5,0%	43.011	(20.511)	22.500	27.985
Máquinas e equipamentos .....	2,0 a 7,7%	1.582.727	(899.857)	1.682.870	1.067.521
Veículos .....	20,0%	23.386	(18.078)	5.806	7.467
Móveis e utensílios .....	10,0%	7.324	(3.876)	3.446	3.753
<b>Distribuição</b> .....		<b>2.086.202</b>	<b>(942.603)</b>	<b>1.143.599</b>	<b>1.137.713</b>
Intangível .....	0 a 20,0%	31.019	(24.915)	6.103	10.244
Terrenos .....	-	189	-	189	189
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	2,0 a 5,0%	6.851	(809)	6.042	6.318
Máquinas e equipamentos .....	2,0 a 7,7%	8.477	(2.178)	4.299	4.099
Veículos .....	20,0%	7.110	(1.249)	5.861	1.435
Móveis e utensílios .....	10,0%	15.513	(8.219)	10.294	12.400
<b>Administração Central</b> .....		<b>68.159</b>	<b>(35.371)</b>	<b>32.788</b>	<b>34.643</b>
<b>Produção</b> .....	<b>2,0 a 6,7%</b>	<b>4.347</b>	<b>(3.171)</b>	<b>1.176</b>	<b>1.779</b>
		<b>2.162.708</b>	<b>(981.225)</b>	<b>1.181.483</b>	<b>1.173.515</b>
<b>Ágio pela incorporação de Terreço Participações Ltda:</b>					
- Mais valor do ativo imobilizado .....	5,0%	147.218	(44.185)	103.053	110.419
- Expectativa de rentabilidade futura .....	(*)	1.126.987	(418.270)	710.717	738.924
<b>Atividades não vinculadas à concessão</b> .....		<b>1.274.205</b>	<b>(462.455)</b>	<b>813.770</b>	<b>847.337</b>
		<b>3.436.913</b>	<b>(1.441.680)</b>	<b>1.995.253</b>	<b>2.020.862</b>
<b>Em Curso</b>					
Obras .....	-	54.692	-	54.692	46.508
Amortizadas .....	-	24.357	-	24.357	19.818
Depósitos judiciais / Provisão para desapropriações ..	-	2.138	-	2.138	3.234
Adiantamentos a fornecedores .....	-	57	-	57	306
Materiais em estoque .....	-	1.504	-	1.994	1.632
		<b>83.228</b>	<b>-</b>	<b>83.228</b>	<b>70.499</b>
Obrigações especiais (vide nota 15.3) .....		<b>(218.657)</b>	<b>-</b>	<b>(218.567)</b>	<b>(200.390)</b>
<b>Total do Imobilizado</b> .....		<b>3.001.484</b>	<b>(1.441.680)</b>	<b>1.559.824</b>	<b>1.833.981</b>
<b>Diferido</b>					
Diferimento da variação cambial .....	25,0%	169.078	(169.028)	-	42.267
Outras despesas diferidas .....	20,0%	429	(398)	31	116
		<b>169.457</b>	<b>(169.426)</b>	<b>31</b>	<b>42.373</b>
<b>Total Imobilizado e Diferido</b> .....		<b>3.470.941</b>	<b>(1.611.106)</b>	<b>1.859.855</b>	<b>1.936.354</b>

(\*) Taxa de 10% para os exercícios de 1999 a 2001 e taxa de amortização revisada pelo Ofício ANEEL nº 393/2003-SFF/ANEEL de 20 de março de 2003 aplicadas desde janeiro de 2002.

**Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda.**

O valor de R\$ 1.274.205 mil, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço Participações Ltda., incorporada pela Sociedade em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado no valor de R\$ 147.218 mil, registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura no valor de R\$ 1.126.987 mil, registrada originalmente no ativo diferido.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado, resultante da incorporação da controladora Terraço Participações Ltda., é amortizado em 20 anos, pelo prazo médio de vida útil do imobilizado.

O ágio contabilizado no ativo imobilizado, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura, está sendo amortizado de acordo com a taxa de amortização revisada pela ANEEL, conforme Ofício nº 393/2003, para o período de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2003. Entre janeiro de 1999 e dezembro de 2001, o ágio foi amortizado a taxa de 10% a.a..

A taxa de amortização do ágio utilizada no exercício de 2004 é de 2,32537% a.a. e está em conformidade com o Ofício nº 393/2003 – SFF/ANEEL, de 20 de março de 2003 e ratificado pelo Ofício nº 978/2003 – SFF/ANEEL, de 07 de julho de 2003.

Com base em estudos econômicos elaborados pela Elektro, a ANEEL através do Ofício 2182/2003, determinou os ajustes da taxa de amortização para o período de 2004 a 2028, conforme quadro abaixo:

Ano	Taxa Amortização	Ano	Taxa Amortização	Ano	Taxa Amortização
1999	10,00000%	2009	4,20551%	2019	1,99702%
2000	10,00000%	2010	4,24119%	2020	1,56621%
2001	10,00000%	2011	3,90852%	2021	1,51119%
2002	2,04198%	2012	3,44677%	2022	1,47491%
2003	2,56918%	2013	3,42180%	2023	1,25352%
2004	2,32537%	2014	3,51588%	2024	0,99379%
2005	3,80520%	2015	3,09188%	2025	0,96194%
2006	4,62902%	2016	2,40746%	2026	0,94120%
2007	5,38323%	2017	2,34246%	2027	0,80976%
2008	4,28012%	2018	2,28851%	2028	0,59626%

**15.3 OBRIGAÇÕES ESPECIAIS**

Descrição	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Contribuição do consumidor.....	145.701	128.938
Doações e subvenções para investimentos ..	72.956	71.452
<b>Total</b>	<b>218.657</b>	<b>200.390</b>

As contribuições do consumidor representam recursos pagos à Sociedade pelos consumidores para cobertura dos custos de conexão à rede de energia.

As doações e subvenções para investimentos estão relacionadas ao recebimentos pela Elektro de doações não vinculadas a qualquer retorno em favor do doador e de subvenções, ambas destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica.

Eventuais compensações destas obrigações especiais dependem de futuras determinações do Poder Concedente. Tendo em vista a natureza destas obrigações, estas não devem ser consideradas como exigibilidade para fins de cálculo de índices econômico-financeiros.



**16. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA**

Descrição	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Moeda nacional		
Supridores .....	99.580	93.354
Encargos de serviço de sistema - ESS...	2.000	1.453
Materiais e serviços .....	28.725	25.425
	<b>130.305</b>	<b>120.232</b>
Moeda estrangeira		
Supridor - FURNAS .....	52.936	55.164
<b>Total .....</b>	<b>183.241</b>	<b>181.396</b>

**17. TRIBUTOS A RECOLHER**

	R\$ mil			
	31/12/2004		31/12/2003	
	Circulante	L. Prazo	Circulante	L. Prazo
Imposto de circulação de mercadorias e serviços - ICMS .....	60.222	-	51.078	-
Imposto de renda e contribuição social s/ lucro líquido .....	13.473	-	28.798	-
Contribuição financiamento da seguridade social - COFINS .....	11.883	-	19.583	-
Programa de Integração Social - PIS .....	2.540	-	13.160	-
Imposto de renda retido na fonte - IRRF .....	658	-	642	-
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios				
COFINS .....	8.272	-	-	-
PIS/PASEP .....	2.525	-	-	-
Imposto de renda pessoa jurídica e Contrib. social sobre lucro líquido .....	40.313	425	-	-
Outros .....	35	-	32	-
<b>Total .....</b>	<b>148.722</b>	<b>425</b>	<b>110.273</b>	<b>-</b>

**18. ENCARGOS DO CONSUMIDOR**

	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Quota para a reserva global de reversão - RGR .....	2.377	1.650
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC .....	10.524	11.145
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE .....	5.171	3.987
Encargos de capacidade emergencial .....	4.287	2.907
<b>Total .....</b>	<b>22.359</b>	<b>19.689</b>

A quota de RGR é destinada à União, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhorias dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor é representado por 2,5% aplicado sobre o ativo reversível, limitado a 3% da receita líquida.

A quota de CCC é a parcela do rateio da conta de consumo dos combustíveis fósseis (carvão, óleo e gás) consumidos pelas usinas termelétricas dos sistemas interligados (Sul, Sudeste e Centro-Oeste) e isolados.

A quota de CDE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e homologada pela Resolução ANEEL nº 42, de 31 de janeiro de 2003, objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e também a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional.

Conforme Resolução ANEEL nº 71, de 7 de fevereiro de 2002, os encargos de capacidade emergencial estão sendo cobrados desde março de 2002 dos clientes finais, exceto os residenciais classificados como baixa renda, classe baixa tensão – B1 e rural classe baixa tensão - B2 com consumo abaixo de 350 KWh/mês. Os valores arrecadados são repassados para a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, e têm o objetivo de custear a disponibilidade das térmicas do programa emergencial, contratadas junto à CBEE.

## 19. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Periodicamente, a Administração da Sociedade revisa os questionamentos judiciais e, baseada na opinião de seus assessores legais, identifica a necessidade da revisão dos valores provisionados, bem como casos que requeiram a constituição de novas provisões. Devido a dificuldade de classificação em relação ao prazo esperado de liquidação das contingências, conservadoramente a Companhia as mantém no passivo circulante.

As provisões refletem as perdas futuras prováveis e apresentam a seguinte composição:

Natureza	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Cíveis e trabalhistas	26.932	17.006
Desapropriações	1.634	1.663
Reajuste tarifário	5.624	5.624
Fiscais:		
COFINS	56.743	50.111
PIS	11.041	10.078
ICMS- Demanda	26.437	-
<b>Total</b>	<b>130.411</b>	<b>84.482</b>

### Cíveis, trabalhistas e Desapropriações

Para fazer frente à cobertura de eventuais processos cíveis, trabalhistas e de desapropriações decorrentes da atividade operacional da Elektro.

### Reajuste tarifário

Para fazer frente a eventuais ações contra reajustes de tarifas de fornecimento de energia elétrica ocorridos durante períodos de congelamento de preços em 1986.

### Fiscais

#### PIS/COFINS – Ampliação da base de cálculo

Refere-se ao questionamento do direito de recolher o PIS/COFINS nos termos do que prevê a Lei Complementar 70/91, ou seja, incidência somente sobre o faturamento, excetuando-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

Em 29 de setembro de 2004, a sociedade tomou conhecimento da sentença desfavorável à Elektro, quanto ao questionamento do direito de recolher o COFINS nos termos que prevê a Lei Complementar 70/91. A Sociedade protocolou em 14 de outubro de 2004, Recurso Especial perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e recurso extraordinário perante o Supremo Tribunal Federal (STF).

Em 18 de outubro de 2004, a Sociedade ajuizou medida cautelar perante o Tribunal Regional Federal (TRF) para assegurar efeito suspensivo aos referidos recursos. Em 10 de novembro de 2004, foi publicada no Diário Oficial do Estado, decisão favorável ao deferimento da liminar concedendo a referida suspensão.

Paralelamente, a companhia impetrou Mandado de Segurança com Pedido Liminar buscando o reconhecimento da não incidência da COFINS sobre as variações cambiais de receitas oriundas de operações financeiras, antes da liquidação destas últimas. Em 28 de outubro de 2004 a liminar foi obtida.

#### ICMS

Refere-se à discussão sobre a definição da base de cálculo do ICMS sobre o fornecimento de energia nos termos dos contratos firmados pela companhia com seus Clientes do Grupo A, nos quais se garante a disponibilidade para o fornecimento de um certo volume de demanda, ainda que o nível contratado não venha a ser efetivamente fornecido (demanda contratada x demanda medida)

Em 6 dezembro de 2004 a Elektro recebeu Auto de Infração referente ao período de julho de 1998 a abril de 2004. O valor contabilizado em 31 de dezembro de 2004 é de R\$ 28.437 mil, sendo R\$ 19.939 mil de principal e R\$ 8.497 mil de variação monetária.

A Companhia, ademais, protocolou Recurso Administrativo na Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, em 11 de janeiro de 2005, contestando os termos da referida autuação.

## 20. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES

Descrição	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Consumidores-contas recebidas a maior.....	889	659
Fundação CESP.....	4.031	3.339
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	370	294
Provisão para tarifa bancária.....	1.060	612
Adiantamentos em obras de clientes.....	587	2.145
Financiadora de Estudos e Projetos - Finep.....	386	378
Provisão de hedge.....	-	1.109
Repasse do seguro residencial.....	600	1.987
Entidades Seguradoras.....	373	27
Repasse de contribuição de serviço de ilum. pública....	2.733	2.469
ISS - Prefeituras diversas.....	302	-
Outros.....	475	114
<b>Total.....</b>	<b>11.806</b>	<b>13.133</b>

## 21. DEBÊNTURES

### 1ª Emissão

Aprovada conforme deliberações das Assembléias Gerais Extraordinárias - AGE realizadas, respectivamente, em 30 de março e 12 de setembro de 2000, e pela Comissão de Valores Mobiliários, em 3 de outubro de 2000, sendo registrada sob o nº CVM/SER/DEB-2000/026.

As características gerais da emissão são as seguintes:

Tipo: debêntures simples, escriturais, não conversíveis para distribuição pública

Valor: R\$ 62.500.000,00

Valor nominal: R\$ 10.000,00 por debênture

Série: Única

Quantidade: 6.250 debêntures

Remuneração: IGP-DI + 11,4% a.a.

Pagamento dos juros: anualmente

Amortização do principal: pagamento ao final de 5 anos, em 10 de maio de 2005

Garantia: flutuante sobre os ativos totais da Sociedade, excluindo-se os ativos já vinculados a empréstimos.

Em 13 de dezembro de 2000, foram subscritas 1.200 debêntures, cujo principal em 31 de dezembro de 2004 é de R\$ 21.876 mil (R\$ 19.475 mil em 31 de dezembro de 2003) e em 2004 está registrado no circulante. Os juros proporcionais incorridos em 31 de dezembro de 2004 no valor de R\$ 1.597 mil (R\$ 1.420 mil em 31 de dezembro de 2003), estão registrados no passivo circulante, em função do vencimento contratual.

Em 31 de dezembro de 2004, o saldo de 5.050 debêntures permanece em tesouraria.

## 22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	CIRCULANTE - R\$ mil						LONGO PRAZO - R\$ mil					
	31/12/2004			31/12/2003			31/12/2004			31/12/2003		
	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total
<b>Moeda Nacional</b>												
Fundação Casa Amarela	9.475	-	9.475	12.907	-	12.907	37.549	-	37.549	43.824	-	43.824
BNDES												
Automático(*)	-	-	-	568	6	574	-	-	-	-	-	-
Financeiro	32	-	32	477	6	483	-	-	-	-	-	-
Finam(**)	33.290	290	33.580	17.875	218	18.093	30.537	-	30.537	34.261	-	34.261
Recuperação(***)	61.163	30.196	91.359	36.836	877	37.713	5.302	3.343	8.645	94.873	18.520	113.393
CVA(***)	73.437	84	73.521	5.081	108	5.189	24.478	-	24.478	41.887	755	42.642
Eletronics - Luz da Cidade	431	-	431	420	-	420	776	-	776	1.190	-	1.190
Eletronics - Rêta	3.686	-	3.686	1.414	118	1.532	4.814	-	4.814	4.243	347	4.590
Eletronics - Luz para Todos	-	1	1	-	-	-	4.442	-	4.442	-	-	-
<b>Total</b>	<b>189.493</b>	<b>31.291</b>	<b>220.784</b>	<b>80.277</b>	<b>1.881</b>	<b>82.158</b>	<b>149.382</b>	<b>3.343</b>	<b>152.725</b>	<b>220.758</b>	<b>20.772</b>	<b>241.530</b>

(\*) Repasses efetuados por instituições financeiras, agentes do BNDES.

(\*\*) Empréstimo Emergencial do BNDES referente a 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento (vide nota 10) e dos ilans da Parcela A (vide nota 12).

(\*\*\*) Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica do BNDES.

Vencimentos do Principal e Encargos a Longo Prazo - R\$ mil		
Ano	31/12/2004	31/12/2003
2005	-	76.885
2006	70.600	133.427
2007	5.243	3.609
2008	3.685	2.740
2009	3.665	2.749
Após 2009	28.532	21.761
<b>Total</b>	<b>111.705</b>	<b>240.980</b>

**Condições Contratuais:**

Tipo	Garantias	Condições Gerais
<b>Fundação Cesp</b>		
Confissão da Dívida II.....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	TR + 5% a.a. ou custo atuarial (*)
Confissão da Dívida III.....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	IGP-DI + 6,0% a.a.
<b>BNDES</b>		
Automático.....	não há	TJLP + 3,45% a.a.
Finame.....	Atenuação fiduciária + nota promissória (**)	TJLP + de 3,20% a 3,40% a.a.
Finem.....	Vinculação das receitas provenientes vda. de energia + n. promissória	TJLP + 4,35% a.a.
Racônamento.....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
CVA.....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
<b>Eletrobrás - Luz do Campo..</b>	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas + nota promissória	RGR + 5,0% a.a. (**)
<b>Eletrobrás - Reluz .....</b>	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas + nota promissória	RGR + 5,0% a.a. (**)
<b>Eletrobrás - Luz para todos</b>	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a. (**)

(\*) O maior valor entre os dois índices. O custo atuarial equivale a IGP-DI + 6% a.a.

(\*\*) Reserva global de reversão - RGR é indexada à variação da LAR, que tem se mantido constante

Os indexadores referentes às obrigações por empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações acumuladas no encerramento dos períodos de janeiro a dezembro de 2004 e 2003:

Índices	Variação % Acumulada nos Períodos	
	31/12/2004	31/12/2003
US\$	-8,13	-18,23
IGP-M	12,41	8,71
TR	1,02	4,05
IGP-DI	12,14	7,67
TJLP	9,81	11,50
Custo atuarial (*)	18,86	14,13

(\*) IGP-DI + 6% a.a.

**23. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS**

Credores	CURTO PRAZO - R\$ mil		LONGO PRAZO - R\$ mil					
	31/12/2004		31/12/2004			31/12/2003		
	Encargos	Finanças	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total
<b>Moeda Nacional</b>								
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	97	77	39.210	7.572	46.782	34.681	7.572	42.253
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>								
Enron Brazil Power Holdings IV Ltd	2.255	2.931	69.993	198.741	653.734	535.513	172.793	708.306
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ....	307	472	80.104	27.431	107.505	97.190	28.828	126.018
Enron Investimentos Energéticos Ltda. ....	41	50	8.933	3.056	11.989	5.721	1.320	7.041
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (I) .....	373	467	82.570	28.246	110.816	69.874	33.744	103.618
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (II) .....	1.538	38.786	585.627	85.626	661.457	615.660	83.413	699.073
	4.950	42.689	1.229.227	303.270	1.532.497	1.337.560	230.097	1.567.657
<b>Total</b> .....	<b>5.637</b>	<b>42.716</b>	<b>1.268.437</b>	<b>310.842</b>	<b>1.579.279</b>	<b>1.373.841</b>	<b>237.668</b>	<b>1.611.509</b>

**Condições Contratuais:**

Credores	Condições Gerais
<b>Moeda Nacional</b>	
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	JCP-M + 10% a.a.
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>	
Enron Brazil Power Holdings IV Ltd. ....	Variação cambial + 15% a.a.
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ....	Variação cambial + 15% a.a.
Enron Investimentos Energéticos Ltda. ....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (I) .....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (II) .....	Variação cambial + 12% a.a.

Os saldos dos empréstimos de longo prazo junto a Enron Brazil Power Holdings IV Ltd., EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda. totalizando R\$ 881.044 mil representam a obrigação equivalente a Nota de US\$ 250 milhões, com juros de 15% a.a., incorporada da Terraço Participações Ltda., e contemplada na apuração do Fluxo Financeiro constante do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Elektro (vide nota 38).

Em 4 de dezembro de 2001, as empresas credoras ligadas à Elektro concederam prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003:

(i) R\$ 217,4 milhões, que correspondem a US\$ 81,9 milhões em 31 de dezembro de 2004, referentes aos juros sobre a dívida em moeda estrangeira, cujo principal corresponde a US\$ 250 milhões contratada junto à Enron Brazil Power Holdings IV Ltd., EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;

(ii) R\$ 7,5 milhões referentes aos juros sobre a dívida no montante de R\$ 21 milhões contratada junto à ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;

(iii) R\$ 171,7 milhões, que correspondem a US\$ 64,7 milhões em 31 de dezembro de 2004, referentes aos juros da dívida em moeda estrangeira, cujo principal corresponde a US\$ 213 milhões contratada junto à ETB – Energia Total do Brasil Ltda; e

(iv) R\$ 267 milhões relativos às parcelas da operação de resgate de ações devidas à EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda e ETB – Energia Total do Brasil Ltda..

Tais valores foram postergados, respectivamente, para pagamento em dezembro de 2008, no caso do item (i), dezembro de 2007, no caso dos itens (ii) e (iii), e junho de 2005, no caso do item (iv).

Em março de 2004 foram retomados os pagamentos de juros referentes às dívidas com pessoas ligadas, sendo que no exercício de 2004 foram pagos R\$ 232.300 mil.

Em dezembro de 2002, foi concluído novo processo de reestruturação da dívida no montante de US\$ 213 milhões com a ETB – Energia Total do Brasil Ltda., em função de negociações havidas entre ETB, Banca Intesa S.p.A., Enron Corp. e Elektro, que proporcionaram à Elektro: (i) extensão do prazo de pagamento do principal, em 11 parcelas semestrais, a partir de 23 de dezembro de 2007 e com término em 23 de dezembro de 2012, (ii) pagamento de juros semestrais à taxa de 12% a.a. entre junho de 2004 e junho de 2007, não havendo incidência de quaisquer juros ou encargos sobre o principal a partir de dezembro de 2007, (iii) desconto de 37,6% sobre o valor total dos juros postergados referentes aos exercícios de 2002, 2003 e os juros vencíveis em dezembro de 2007, totalizando um desconto de US\$ 24,4 milhões, e pagamento do valor remanescente de US\$ 40,4 milhões também em 11 parcelas semestrais vencíveis entre 23 de dezembro de 2007 e 23 de dezembro de 2012 e (iv) pagamento dos juros originalmente vencíveis em 23 de dezembro de 2001, em 23 de junho de 2004, sem incidência de quaisquer juros ou encargos adicionais.

Conforme as condições contratuais firmadas entre Elektro, ETB, Enron Corp. e Banca Intesa S.p.A, a Elektro constituiu caução de fundos que tem valores mensais variáveis, de acordo com as condições acordadas no referido contrato de caução, podendo variar entre o equivalente em reais a US\$ 1,1 milhão até US\$ 5,8 milhões, sendo que o valor da caução não poderá ultrapassar 15% da receita bruta mensal da Elektro. Em 31 de dezembro de 2004, o saldo depositado em caução é de R\$ 17.867 mil.

Em novembro de 2004 a Banca Intesa S.p.A. cedeu para o Citigroup Financial Products Inc. todos os seus direitos e obrigações vinculadas à nota de US\$ 213 milhões, devida pela ETB. Todas as cláusulas contratuais permaneceram as mesmas não ocasionando nenhum ônus adicional para a ETB e Elektro, que são partes desse empréstimo.

O cronograma de pagamentos, incluindo a reestruturação da dívida com a ETB, é o seguinte:

Longo Prazo - R\$ mil		
Ano	31/12/2004	31/12/2003
2007	106.005	106.814
2008	999.491	1.087.903
2009	118.446	128.923
2010	118.446	128.923
2011	118.446	128.923
2012	118.445	128.924
<b>Total</b>	<b>1.579.279</b>	<b>1.710.510</b>

**24. CONTAS A PAGAR - AÇIONISTAS**

Em Assembleia Geral Extraordinária – AGE, realizada em 3 de janeiro de 2001, foi aprovada operação de desdobramento e resgate de ações de emissão da Sociedade.

O pagamento do resgate de ações ocorre com a utilização do saldo da Reserva de Capital, Ágio na Emissão de Ações – Subscrição de Capital, no montante de R\$ 676.221 mil.

Em dezembro de 2001, os acionistas controladores concederam à Elektro a postergação dos pagamentos do resgate de ações devidos entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, ficando inalterado o cronograma de pagamento aos acionistas minoritários. O montante das parcelas postergadas será liquidado integralmente no vencimento final, em junho de 2005.

De dezembro de 2001 até dezembro de 2004 foram pagos R\$ 1.729 mil (R\$ 521 mil no exercício de 2004 ) destinados exclusivamente aos acionistas minoritários.

Em 3 de fevereiro de 2003, a Elektro recebeu da ANEEL, o Termo de Notificação 033/2003 e o relatório de fiscalização nº 19/02, datado de 30 de dezembro de 2002, determinando o desfazimento integral da operação de desdobramento e resgate de ações, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001, com consequente estorno contábil dos lançamentos, adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos.

Com base em parecer de seus assessores legais, em 18 de fevereiro de 2003, a Elektro protocolou junto à ANEEL, manifestação a respeito das determinações do referido Termo de Notificação do relatório de fiscalização.

Em 21 de junho de 2004, a ANEEL encaminhou Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF no montante de R\$ 4.284 mil, referente ao respectivo Termo de Notificação 033/2003 e os fatos apontados no relatório de fiscalização nº 19/02 de 30 de dezembro de 2002.

Com base em parecer de seus assessores legais, a Elektro interpôs recurso contra a imposição de penalidade determinada no Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF junto à ANEEL em 16 de julho de 2004. A Elektro vem mantendo discussões com a ANEEL desde esta data no sentido de encerrar essa pendência ainda em 2005.

Tendo em vista que a operação de resgate de ações continua em discussão com a ANEEL, os acionistas controladores e a Elektro celebraram acordo suspendendo os pagamentos da operação de resgate de ações até a conclusão da análise por parte da ANEEL. A Sociedade com isso, não efetuou os pagamentos devidos ao longo do exercício de 2004, totalizando R\$ 137.479 mil.



## 25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 25.1. Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é assim composto em 31 de dezembro de 2004:

Acionistas	Quantidade de Ações			R\$ mil
	Ordinárias	Preferenciais	Total	
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda	64.231.388.504	-	64.231.388.504	451.909
Enron Investimentos Energéticos Ltda	7.125.090.525	-	7.125.090.525	50.130
ETB - Energia Total Brasil Ltda	-	65.914.740.399	65.914.740.399	463.753
Demais acionistas	25.458.373	492.184.190	520.642.563	3.663
<b>Total</b>	<b>71.384.937.402</b>	<b>66.406.924.589</b>	<b>137.791.861.991</b>	<b>989.455</b>

As empresas Controladoras (EPC – Empresa Paranaense e Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda.) possuem 99,96% das ações ordinárias e 99,26% das ações preferenciais.

Conforme previsto no Estatuto Social, as ações ordinárias e preferenciais têm direito a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos do inciso I do art. 202 da Lei 6.404/76.

As ações preferenciais não possuem direito a voto, no entanto, têm prioridade no reembolso do capital, bem como o direito de receber dividendos no mínimo 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

### 25.2. Reserva de Capital

É composta pela remuneração sobre o capital próprio aplicado nas imobilizações em curso no valor de R\$ 13.502 mil calculados até o ano de 2001 e aplicação no fundo FINOR no valor de R\$ 1.609 mil.

### 25.3. Prejuízos Acumulados

No exercício de 2004, a Elektro totalizou um Prejuízo Acumulado de R\$ 624.534 mil. Este resultado é reflexo, principalmente, dos efeitos da variação cambial acumulada de exercícios anteriores sobre os empréstimos com Pessoas Ligadas, denominados em dólar norte-americano, que têm seus vencimentos entre 2007 e 2012 (vide nota 23).

Os empréstimos com Pessoas Ligadas representam obrigações de longo prazo, e portanto, não existe qualquer consequência à liquidez atual da Sociedade, mesmo considerando o nível de prejuízo acumulado em 31 de dezembro de 2004.

#### Ajuste de Exercício Anterior

Em função das negociações ocorridas entre ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Banca Intesa S.p.A, Enron Corp. e Elektro, assinado em 5 de dezembro de 2002, com validade efetiva a partir de 31 de dezembro de 2002 (vide nota 22), a Sociedade reconheceu, em suas demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2003, ajuste líquido de exercício anterior em Prejuízos Acumulados no montante de R\$ 33.491 mil (crédito), dos quais: (i) R\$ 35.124 mil referentes a receita financeira do desconto de 37,6 % sobre o valor total dos juros referentes ao exercício de 2002, consubstanciado em contrato de reestruturação da dívida no montante de US\$ 213 milhões com a ETB e (ii) R\$ 1.633 mil referentes as incidências de PIS e COFINS sobre o referido desconto.

Por não se referir a mudança de critério contábil ou revisão de estimativas contábeis e sim, a erro imputável a exercício anterior, decorrente da interpretação do supracitado contrato, o referido ajuste foi creditado no Patrimônio Líquido como ajuste de exercício anterior nos termos definidos pelo artigo 186 da Lei 6.404/76, Instrução CVM Nº 59, de 22 de dezembro de 1986 e com o Ofício Circular CVM/SNC/SEP Nº 01/2004, de 19 de janeiro de 2004.

## 26. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E OUTRAS RECEITAS

As receitas de vendas no período de janeiro a dezembro de 2004 e 2003 foram geradas principalmente pelo fornecimento de energia elétrica a clientes finais, conforme demonstrado abaixo:

	Jan a Dez/2004		Jan a Dez/2003	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
<b>Fornecimento :</b>				
Residencial.....	2.792.928	999.814	2.712.189	824.341
Industrial.....	3.884.307	800.671	4.667.760	762.298
Comercial.....	1.208.142	405.993	1.145.208	327.509
Rural.....	687.440	132.990	670.053	107.248
Poder Público.....	218.633	71.934	208.613	57.527
Iluminação pública.....	372.531	77.675	370.992	85.388
Serviço público.....	705.796	120.374	729.053	99.874
	<b>9.869.777</b>	<b>2.609.451</b>	<b>10.503.868</b>	<b>2.244.183</b>
<b>Suprimento :</b>				
MAE.....	28.189	376	549.788	6.973
Contratos bilaterais.....	-	-	60.724	925
Receita do Reposicionamento tarifário.....	-	97.792	-	58.687
Energia livre.....	-	-	-	22.384
Encargo de capacidade emergencial.....	-	90.964	-	84.114
Receita uso do sistema.....	-	105.642	-	29.948
Outras receitas.....	-	25.415	-	18.148
	<b>28.189</b>	<b>320.189</b>	<b>601.512</b>	<b>201.179</b>
	<b>9.895.966</b>	<b>2.929.640</b>	<b>11.105.380</b>	<b>2.445.362</b>

(\*) Não auditado pelos auditores independentes

**27. GASTOS COM PESSOAL**

Descrição	R\$ mil	
	2004	2003
Remunerações .....	83.986	77.882
Encargos sociais .....	30.652	28.687
Auxílio alimentação .....	8.352	5.885
Assistência médica e outros benefícios .....	10.215	14.654
Ajuste cálculo atuarial deliberação CVM nº 371/01 .....	518	1.457
Incentivo à aposentadoria e plano de demissão voluntária .....	110	6.792
Indenização trabalhista .....	1.257	2.991
Outros .....	15.007	12.418
(-) Transferências para imobilização em curso .....	(27.063)	(24.812)
<b>Total .....</b>	<b>123.034</b>	<b>128.954</b>
Custo da operação .....	91.251	94.944
Despesas com Vendas .....	3.752	3.720
Despesas Gerais Administrativas .....	28.031	28.290
<b>Total .....</b>	<b>123.034</b>	<b>126.954</b>

**28. GASTOS COM MATERIAL**

Descrição	R\$ mil	
	2004	2003
Materiais e equipamentos .....	65.423	74.392
(-) Transferências para imobilização em curso .....	(47.241)	(56.728)
<b>Total .....</b>	<b>18.182</b>	<b>17.664</b>
Custo da operação .....	16.882	15.648
Despesas com Vendas .....	169	287
Despesas Gerais Administrativas .....	1.131	1.729
<b>Total .....</b>	<b>18.182</b>	<b>17.664</b>

**29. GASTOS COM SERVIÇOS DE TERCEIROS**

Descrição	R\$ mil	
	2004	2003
Serviços de terceiros .....	128.711	125.971
(-) Transferências para imobilização em curso .....	(55.281)	(58.844)
<b>Total .....</b>	<b>73.430</b>	<b>67.127</b>
Custo da operação .....	48.792	42.467
Despesas com Vendas .....	8.859	6.940
Despesas Gerais Administrativas .....	15.779	17.720
<b>Total .....</b>	<b>73.430</b>	<b>67.127</b>

**30. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA**

Descrição	31/12/2004		31/12/2003	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
<b>Suprimento de Energia</b>				
CESE Companhia Energética de São Paulo.....	3.786.005	331.005	4.446.275	249.665
Co de Geração de Energia Elétrica Tietê.....	910.608	58.643	1.504.067	63.594
Duke Energy International Geração Paranapanema S/A. .	711.434	47.100	1.169.036	65.245
Furnas Centrais Elétricas S/A (**).....	3.106.861	293.356	3.170.572	301.393
Outras.....	1.361.629	139.051	1.693.857	137.453
	<b>9.870.117</b>	<b>871.115</b>	<b>11.984.336</b>	<b>837.952</b>
ONS - uso da rede básica.....	-	207.007	-	144.670
CTEEP - Encargos de conexão.....	-	50.505	-	57.152
Encargos de serviços do sistema - ESS ( vide nota 12)....	-	5.474	-	19.361
CVA ( vide nota 12 ).....	-	(9.200)	-	3.319
Amortização CVA.....	-	11.846	-	5.603
<b>Total</b>	<b>9.870.117</b>	<b>1.137.647</b>	<b>11.984.336</b>	<b>1.067.587</b>

(\*) Não revisado pelos auditores independentes

(\*\*) Contrato de repasse de energia de Itaipu Binacional e tarifa de transporte.

A partir de 2003, o volume de energia contratada através dos Contratos Iniciais de Suprimento de Energia (regulados pela ANEEL) vem tendo uma redução anual de 25%. A Elektro, em junho de 2003, celebrou um aditivo ao Contrato Inicial firmado com a supridora, aumentando os volumes contratados com vistas ao atendimento de sua carga, com vigência até dezembro de 2004.

A Lei nº 9.648/98 assegura à Elektro, na eventualidade da saída de clientes livres da sua base de clientes cativos, o direito de reduzir adicionalmente dos Contratos Iniciais de Suprimento de Energia, parte da carga consumida por esses clientes. Dessa forma, ao longo de 2004, a Elektro solicitou à Aneel a redução do seus Contratos Iniciais por conta da saída de todos os consumidores que migraram para o mercado livre, reduções essas homologadas pela ANEEL.

Mesmo com essas reduções, os contratos de compra de energia em vigor permitiram suprir as necessidades do mercado consumidor da Elektro no exercício de 2004.

Em 2005, os Contratos Iniciais estarão reduzidos a 25% dos seus montantes originais. Dessa forma, prevê-se para 2005 a necessidade de compras de energia dentro das regras do Novo Modelo Setorial, advindo da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, onde as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% do seu mercado previsto para atender seus clientes cativos através de leilões

**a) Contratação de Energia pelas Distribuidoras**

As distribuidoras de energia elétrica deverão contratar a totalidade de suas necessidades de energia de empreendimentos de geração novos (Energia Nova) ou existentes (Energia Velha), via leilões regulados bem como de Itaipu e de geração distribuída (esta última limitada a 10% da carga).

Ocorrerão leilões separados para Energia Nova e Energia Velha. Como resultado destes leilões, serão estabelecidos contratos entre todas as distribuidoras e os geradores vencedores nos leilões.

Visando o leilão ocorrido em dezembro de 2004 as distribuidoras tiveram que informar até 30 de setembro de 2004, as quantidades de energia que desejavam contratar para início de suprimento nos anos de 2005 a 2007.

Para que as distribuidoras possam gerenciar o risco de previsão de carga, todos os contratos de Energia Velha terão previsão de possibilidade de redução das quantidades contratadas de 4% a cada ano, bem como quando da saída de consumidores livres da sua base de clientes cativos, sempre por opção das

distribuidoras. Adicionalmente, no período de 2004 a 2008, nos leilões para contratação de energia para início de suprimento no ano subsequente, as distribuidoras poderão solicitar uma quantidade de energia de até 1% da carga com repasse integral às tarifas de fornecimento a seus consumidores. Os prazos de vigência dos contratos de Energia Velha serão de 5 a 15 anos, exceto para os contratos com início de suprimento de 2005 a 2007, que terão prazo de vigência de no mínimo oito anos.

#### **b) Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais**

Para atender as necessidades de compra de energia declaradas em setembro de 2004, às compras realizadas nos leilões de 2004, com suprimento de 2005 a 2007 e as que se realizarão nos leilões de 2005, para suprimento de 2008 a 2009, terão o repasse integral dos custos de compra de energia às tarifas dos consumidores finais.

A distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece o limite aceitável para erros nesta projeção, assegurando que os contratos sejam no mínimo iguais à carga.

Com o objetivo de manter a neutralidade dos repasses dos custos de aquisição de energia (custos não-controláveis) pelas distribuidoras, o contrato de concessão deverá ser aditivado de forma a considerar, na metodologia de cálculo para o reajuste tarifário, os doze meses subsequentes considerando o preço médio ponderado dos contratos de compra e, não mais os doze meses passados conforme determina atualmente o contrato de concessão. As variações dos custos de aquisição de energia elétrica não consideradas no reajuste tarifário anterior serão contempladas na Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA, de acordo com a determinação contida na Portaria Interministerial nº 361, de 26/11/2004. Desse modo, o reajuste tarifário anual subsequente irá contemplar quaisquer variações adicionais de custos.

### **31. CUSTO DA OPERAÇÃO – OUTROS**

A composição das outras despesas é a seguinte:

Descrição	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Despesas com arrecadação bancária.....	(14.655)	(14.664)
Taxa de fiscalização ANEEL.....	(3.907)	(2.478)
Aluguéis.....	(5.150)	(4.925)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 8).....	(20.919)	(10.766)
Taxas e contribuições.....	(2.213)	(1.812)
Despesas com viagens.....	(5.859)	(4.917)
Propaganda e publicidade.....	(8.021)	(3.387)
Telefonia e telecomunicações.....	(12.337)	(12.342)
Software.....	(4.163)	(4.320)
Amortização custos racionamento IRT-2003 (vide nota 11).....	(6.557)	(3.279)
Cíveis, trabalhistas e outras (vide nota 19).....	(12.286)	(7.778)
Diversas.....	(10.929)	(10.698)
<b>Total</b>	<b>(104.996)</b>	<b>(81.466)</b>
Custo da operação.....	46.448	38.140
Outras despesas operacionais.....	58.548	43.326
<b>Total</b>	<b>104.996</b>	<b>81.466</b>

**32. RESULTADO FINANCEIRO**

Descrição	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
<b>Receita financeira</b>		
Aplicações financeiras .....	52.747	37.449
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso.....	35.930	22.570
<b>Variação monetária :</b>		
Recuperação das perdas de receita decorrente do racionamento..	19.641	34.863
Conta de compensação de variação de itens da parcela A - CVA..	33.416	32.237
Energia livre.....	15.229	17.663
Outras.....	5.362	4.866
	73.648	89.729
<b>Variação cambial :</b>		
Principal.....	234.787	437.620
Juros.....	60.956	96.363
Energia comprada.....	7.922	15.366
Aplicação financeira - hedge.....	599	1.555
	304.264	550.904
Outras receitas.....	10.232	21.313
<b>Total de receitas financeiras.....</b>	<b>476.821</b>	<b>721.965</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
CPMF.....	(13.683)	(12.353)
COFINS.....	3.465	(16.244)
PIS.....	4.187	(9.219)
Juros sobre empréstimos com terceiros.....	(49.011)	(52.075)
<b>Variação monetária :</b>		
Principal - terceiros.....	(8.363)	(11.139)
Principal - pessoas ligadas.....	(4.330)	(2.327)
Energia livre.....	(14.720)	(16.853)
ICMS - Demanda (vide nota 19).....	(8.497)	-
Outras.....	(10.093)	(9.029)
	(46.003)	(39.348)
<b>Variação cambial :</b>		
Principal.....	(126.053)	(139.344)
Juros.....	(37.162)	(36.328)
Energia comprada.....	(7.922)	(16.453)
Aplicações financeiras.....	(72.105)	(4.312)
	(243.242)	(196.437)
Juros sobre empréstimos com pessoas ligadas.....	(191.129)	(172.545)
Outras despesas.....	(13.659)	(37.237)
<b>Subtotal de despesas financeiras.....</b>	<b>(548.045)</b>	<b>(535.458)</b>
Transferência para o imobilizado em curso .....	104	7.376
(-)Amortização da variação cambial devida de 2001.....	(42.257)	(42.257)
<b>Total de despesas financeiras.....</b>	<b>(591.199)</b>	<b>(570.339)</b>
<b>Resultado financeiro líquido.....</b>	<b>(114.377)</b>	<b>151.626</b>

**33. RESULTADO NÃO OPERACIONAL**

Descrição	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
<b>Receitas</b>		
Ganho na alienação de imóveis . . . . .	3.820	1.923
Outras . . . . .	489	962
	4.309	2.885
<b>Despesas</b>		
Perdas na desativação e alienação de bens .	(10.521)	(9.070)
Outras . . . . .	(404)	(503)
	(10.925)	(9.573)
<b>Total</b>	<b>(6.616)</b>	<b>(6.688)</b>

**34. IMPOSTO DE RENDA - IR E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - CS**

Até 31 de dezembro de 2004, a Sociedade acumulou prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social nos montantes de R\$ 1.195.431 mil e R\$ 1.208.993 mil, respectivamente.

A Elektro, com base na Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, não reconheceu créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2004 por não apresentar lucro tributável em, pelo menos, três dos cinco últimos exercícios sociais, conforme definido no artigo 3º da referida Instrução.

Adicionalmente, o ágio resultante da incorporação da Terraço Participações Ltda., conforme mencionado na nota 15.2, foi registrado anteriormente às Instruções CVM nº 319 e nº 349, de 3 de dezembro de 1999 e 6 de março de 2001, respectivamente. Portanto, a companhia não está obrigada à adoção das referidas instruções. No entanto, por recomendação da CVM, através do ofício/CVM/SEP/GEA-1/nº 147/03, demonstramos abaixo em bases estimadas, qual seria o valor correspondente à redução da carga tributária no resultado de cada exercício, em consequência do referido ágio, considerando que nesses exercícios a Companhia tenha resultados tributáveis.

Ano	R\$ mil
2005	14.581
2006	17.737
2007	20.627
2008	16.400
2009	18.114
2010 a 2012	44.435
2013 a 2015	38.431
2016 a 2018	26.970
2019 a 2021	19.406
2022 a 2024	14.263
2025 a 2027	10.396
2028	2.285
	<u>241.844</u>

**Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício:**

Descrição	R\$ mil			
	31/12/2004		31/12/2003	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	333.805	333.805	389.854	389.854
Alíquota nominal dos tributos.....	25%	9%	25%	9%
Cargos do imposto, calculado à alíquota nominal.....	<b>83.451</b>	<b>30.042</b>	<b>97.464</b>	<b>35.087</b>
Efeito das ações (exclusões) no cálculo do tributo:				
- Permanentes .....	1.930	395	(140.754)	(59.589)
- Temporárias .....	(13.554)	(7.809)	78.437	33.688
- Compensação de prejuízos fiscais.....	(15.054)	(4.495)	(4.350)	(1.173)
- Incentivos fiscais .....	(965)	-	(244)	-
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado.....</b>	<b>55.808</b>	<b>18.185</b>	<b>24.553</b>	<b>8.019</b>

**35. RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

Os principais fatores de riscos de mercado que afetam os negócios da Sociedade podem ser assim descritos:

**Risco de Exposição Cambial**

O risco de exposição cambial da Sociedade está vinculado às dívidas com pessoas ligadas denominadas em dólares norte-americanos (vide nota 23).

Os pagamentos de energia comprada de Itaipu, também são atrelados a esta moeda, porém, a variação cambial referente à compra desta energia está contemplada no reajuste tarifário anual aplicável a esta Sociedade, conforme mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" (vide nota 11).

Visando proteger-se da volatilidade da moeda norte-americana, fazendo frente às obrigações contraídas nesta moeda, a Sociedade optou por destinar parte de seus recursos disponíveis para aplicações vinculadas ao dólar e realizar operações de swap, para trocar o indexador CDI para variação cambial. Ao final do exercício de 2004, a Sociedade detinha: (i) R\$ 18 milhões em aplicações indexadas à variação do dólar norte americano e (ii) R\$ 347 milhões em operações de swap.

Do total de suas disponibilidades financeiras e caução de fundos, cerca de 75,7% estão indexados ao dólar norte americano.

**Risco de Crédito**

A Sociedade não realiza análise de crédito de consumidores em função de ser uma distribuidora de energia elétrica obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão, exigência esta prevista no contrato de concessão assinado com a ANEEL, em 27 de agosto de 1998, bem como na regulamentação do setor elétrico.

Para recuperação da inadimplência, a Sociedade atua através: (i) da interrupção do fornecimento de energia aos clientes inadimplentes, (ii) de programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias e (iii) da contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso.



**Reajuste do Preço**

O reajuste anual contratual da Sociedade ocorre no dia 27 de agosto, data da assinatura do contrato de concessão, e visa manter o equilíbrio econômico-financeiro da Sociedade. É composto pela variação dos itens não controláveis, definidos como Parcela A, e pela variação do IGP-M para os itens controláveis, denominados como Parcela B.

O contrato de concessão também prevê revisões tarifárias periódicas dos valores das tarifas reguladas, tendo como base: (i) a remuneração sobre o valor de reposição do ativo em serviço da concessão, (ii) a estrutura de custos e (iii) os ganhos de produtividade a serem repassados para os clientes finais. A primeira revisão periódica ocorreu, em 27 de agosto de 2003 e a partir dessa data, ocorrerá a cada quatro anos (vide nota 4).

Através do Acordo Geral do Setor Elétrico, foi estabelecido o mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" como instrumento para registro das variações de valores dos itens não controláveis e que ocorram entre os reajustes tarifários anuais, de forma a serem repassadas às tarifas de fornecimento, desde que desembolsadas até trinta dias antes da data do reajuste anual, corrigidas pela taxa Selic, no reajuste anual contratual.

**Risco de Mercado**

O fornecimento de energia elétrica é, quase na sua totalidade, garantido principalmente por contratos iniciais de suprimento de energia, assinados no início das operações da Elektro, pelo suprimento da energia proveniente de Itaipu e por compras realizadas através de contratos bilaterais.

A partir de 2003 o volume de suprimento de energia elétrica previsto nos contratos iniciais passou a sofrer uma redução anual de 25%.

O atendimento da demanda de energia dos clientes da Sociedade está garantido até o final do exercício de 2004 através dos contratos iniciais, suprimento proveniente de Itaipu, contratos bilaterais e de compras na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, dentro do limite permitido pela legislação vigente.

Já a partir de 2005, nas novas regras de funcionamento do setor de energia elétrica, introduzidas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, as distribuidoras são obrigadas a adquirir 100% da energia necessária para atender seus clientes mediante contratos regulados em leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE segundo regras estabelecidas pela ANEEL/MME.

**Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica**

A Elektro, visando reduzir a sua exposição no caso de falha operacional no fornecimento de energia, dispõe de duas subestações móveis próprias, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia.

Adicionalmente a Elektro realizou entre os anos de 2002 a 2004, investimentos no montante de R\$ 8.400 mil, implantando novas tecnologias, através da digitalização de oito subestações e melhorias no sistemas de proteções, executando 134 substituições de disjuntores, reduzindo custos de manutenção, operacional e reduzindo o tempo de restabelecimento no caso de faltas e evitando o colapso técnico nestas subestações.

**36. PLANO DE PENSÃO**

Em conformidade com a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, a partir de 31 de dezembro de 2001 as empresas de capital aberto devem contabilizar em suas demonstrações contábeis os passivos oriundos dos benefícios concedidos aos empregados, com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

A fim de atender a essa exigência, a Sociedade contrata anualmente consultoria externa para a realização de avaliação atuarial dos benefícios previdenciários oferecidos a seus empregados.

O plano de aposentadoria é o único benefício pós-emprego oferecido pela Elektro.

A Sociedade é patrocinadora de dois planos de suplementação de aposentadoria e pensão aos seus funcionários, ambos administrados pela Fundação CESP, conforme segue:

- **PSAP/CESP B** - Benefício Suplementar Proporcional Saldado – **BSPS**, corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto, calculados proporcionalmente até essa data; e

- **PSAP/CESP B1** - Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – **PSAP Elektro** iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto de Benefício Definido para 70% do salário real de contribuição e de Contribuição Definida para os demais 30%, sendo o salário real de contribuição limitado a R\$ 14.650,10, em 31 de dezembro de 2004 ( R\$ 14.031,40 em 31 de dezembro de 2003).

O regime financeiro, dos planos citados acima, é o de capitalização, ou seja, as necessidades de reservas, são apuradas com base no valor presente dos benefícios a serem pagos, deduzido do valor presente das contribuições e rendimentos.

O plano PSAP/CESP B está fechado para adesões. Quando o plano PSAP/CESP B1 foi criado, ofereceu-se aos participantes a possibilidade de migração do plano PSAP/CESP B para o PSAP/CESP B1. Os participantes que migraram adquiriram o direito de receber um benefício saldado – BSPS, proporcional ao tempo de participação naquele plano, onde puderam optar por contribuir para o novo plano ou apenas aguardar o prazo da elegibilidade para recebimento do BSPS, sem acumular benefícios adicionais no futuro.

As contribuições da Elektro, referentes ao PSAP, são baseadas na folha de salários de seus empregados vinculados ao plano. No exercício de 2004, as contribuições totalizaram R\$ 3.014 mil (R\$ 2.812 mil no exercício de 2003).

Para a elaboração da avaliação atuarial do benefício oferecido pelo plano descrito acima, foram utilizados os dados fornecidos pela Fundação CESP, referentes a 31 de dezembro de 2004.

A seguir os principais resultados da avaliação atuarial em 31 de dezembro de 2004, adotando as regras estabelecidas pelo pronunciamento NPC 26 do IBRACON, conforme exige o item 81, do referido pronunciamento.

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS	R\$ mil	
	31/12/2004	31/12/2003
Valor presente das obrigações atuariais.....	435.936	355.843
Valor justo dos ativos do plano.....	(356.447)	(294.883)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos.....	79.459	60.760
(Ganhos) ou perdas atuariais não reconhecidos.....	27.350	(1.139)
Passivo/(ativo) atuarial líquido total a ser provisionado.....	52.109	61.899
Passivo/(ativo) atuarial já provisionado:		
Dívida.....	51.957	83.886
Reconhecimento do superávit contrato benefício definido - BD até 31/12/1997 ..	(5.535)	(9.936)
Passivo atuarial adicional reconhecido ao final do exercício.....	5.687	5.169
	52.109	61.899
Passivo/(ativo) atuarial adicional - ajuste deliberação CVM-371.....	-	-

APURAÇÃO DE (GANHOS) E PERDAS (PARCELA BENEFÍCIO DEFINIDO - BD)	R\$ mil	
	2004	2003
(Ganho)/perda nas obrigações atuariais .....	43.551	32.724
(Ganho)/perda nos ativos do plano.....	(15.061)	(25.081)
(Ganho)/perda no final do ano .....	28.490	7.843
Intervalo não sujeito a amortização *.....	(43.591)	(35.564)

\* 10% do valor presente do maior valor do ativo ou passivo atuarial

A Deliberação CVM nº 371, em suas disposições transitórias, ofereceu às empresas no exercício de 2001, a alternativa do reconhecimento do passivo nos resultados pelo período de 5 anos ou pelo tempo médio de serviço ou vida remanescente dos empregados se estes forem menores, ou ainda, o reconhecimento imediato diretamente no patrimônio líquido de 31 de dezembro de 2001 com o título de "ajustes de exercícios anteriores", procedimento este adotado pela Sociedade.

Demonstramos a seguir as despesas reconhecidas com o plano previdenciário para o exercício de 2004 :

DESPESAS (RECEITAS) RECONHECIDAS NA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	R\$ mil
	2004
Custo do serviço corrente (com juros) .....	2.008
Contribuições esperadas da participante.....	(2.794)
Juros sobre as obrigações atuariais .....	50.354
Rendimento esperado dos ativos.....	(42.900)
Despesa a ser apropriada pelo empregador segundo CVM-371.....	6.668
Contribuições do empregador.....	(2.353)
Despesa apropriada referente à atualização do contrato da dívida .....	(4.003)
Despesa efetivamente apropriada pelo empregador durante 2004.....	(6.375)
Total da despesa reconhecida .....	293

Demonstramos a seguir as despesas estimadas com o plano previdenciário para o exercício de 2005 :

DESPESAS A RECONHECER NA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	R\$ mil 2005
Custo do serviço corrente (com juros) .....	3.251
Contribuições esperadas da participante .....	(3.075)
Juros sobre as obrigações atuariais .....	57.340
Rendimento esperado dos ativos .....	(51.804)
Total da despesa a reconhecer .....	<u>5.712</u>

A seguir apresentamos as premissas utilizadas nas avaliações atuariais:

PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS E DEMOGRÁFICAS		
	2004	2003
Taxa esperada de inflação no longo prazo .....	7,00%	9,00%
Taxa de desconto atuarial .....	13,42%	14,48%
Taxa esperada de retorno dos ativos no longo prazo .....	14,45%	14,48%
Taxa de progressão salarial para participantes ativos .....	9,14%	11,16%
Taxa de progressão salarial para participantes vinculados/coligados .....	7,00%	8,00%
Taxa de reajuste de benefícios .....	7,03%	9,00%
Taxa de reajuste dos benefícios da previdência social .....	7,83%	9,03%
Tábua de mortalidade para participantes ativos .....	AM 93 M	GM 19/1
Tábua de mortalidade para participantes em invalidez .....	WPE 57	RRB 1944
Tábua de entrada em invalidez .....	Light Média	Light Média
Tábua de rotatividade (terminação de vínculo empregatício) .....	EY BR exp.	EY BR exp.
Idade de aposentadoria .....	100% na ulog	100% na ulog
Composição familiar padrão .....	FCESP exp.	Experiência da FCESP (Ex FCESP)
Tempo de inscrição na previdência social .....	Conforme informado pela FCESP	Conforme informado pela FCESP

### 37. SEGUROS

A Sociedade mantém as seguintes coberturas de seguros, compatíveis para os riscos das atividades desenvolvidas e são julgadas suficientes para salvaguardar os ativos e negócios da Sociedade de eventuais sinistros:

Riscos	Importância Segurada R\$ Mil
Riscos operacionais .....	624.150
Responsabilidade civil terceiros .....	66.360

A vigência das apólices compreende o período de 25 de agosto de 2004 à 25 de agosto de 2005.

A apólice de Riscos Operacionais tem cobertura de danos materiais aos ativos da companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição.

A cobertura para Responsabilidade Civil contra Terceiros compreende duas apólices de seguro com cobertura geral para danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados pela frota de veículos da companhia a terceiros.

### 38. FLUXO FINANCEIRO DA INCORPORAÇÃO DA TERRAÇO PARTICIPAÇÕES LTDA.

A ANEEL determinou, como parte do processo de aprovação da incorporação da Terraço Participações Ltda. pela Elektro, que seja elaborado anualmente o fluxo financeiro resultante desta incorporação, conforme previsto no primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cláusula sexta, subcláusulas sexta a décima, firmado em 1999.

Na apuração desse fluxo financeiro, são considerados como "Entradas", as economias de tributos e os dividendos que deixarem de serem distribuídos, e como saídas os resultados negativos decorrentes da incorporação (amortização e despesas financeiras associadas às dívidas incorporadas: Enron Brazil Power Holdings IV Ltd, EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda, Enron Investimentos Energéticos Ltda., ETB - Energia Total do Brasil Ltda. (I) (vide nota 23).

O resultado do fluxo financeiro descrito anteriormente, se negativo, implica na obrigatoriedade da capitalização da concessão pelo acionista controlador EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária no exercício subsequente. Caso o fluxo financeiro apresente saldo positivo, o mesmo será atualizado pela variação do IGP-M, para eventual compensação em período subsequente.

O fluxo financeiro acumulado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2004, foi positivo em R\$ 395.982 mil (R\$ 368.282 mil em 31 de dezembro de 2003).

### 39. MUDANÇAS NO CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO DE CLIENTES NA SUBCLASSE RESIDENCIAL BAIXA RENDA

A Resolução ANEEL nº 246, de 30 de abril de 2002, estabeleceu que os consumidores residenciais, monofásicos com consumo mensal de até 80 KWh sejam classificados na subclasse residencial baixa renda, passando a ser beneficiados pela tarifa social, desde que:

- I. sejam atendidos por circuito monofásico ou o equivalente bifásico a dois condutores;
- II. tenham consumo mensal inferior a 80 KWh, calculado com base na média móvel dos últimos 12 (doze) meses; e
- III não apresente dois registros de consumo superior a 120 KWh no período a que se refere o item anterior.

Através da Resolução ANEEL nº 116, de 19 de março de 2003, alterada pela Resolução Normativa Nº 89 de 25 de outubro de 2004, foram estabelecidos os procedimentos para a solicitação de subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa, mediante liberação de recursos pela ELETROBRÁS diretamente às concessionárias que apuraram decréscimo na receita mensal de vendas em virtude dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na referida Subclasse Residencial Baixa Renda.

Visando adequar a regulamentação aos preceitos da Medida Provisória nº 132, de 20 de outubro de 2003, a ANEEL através da Resolução nº 694, de 24 de dezembro 2003, alterou a redação dos artigos 2º e 4º da Resolução nº 485, de 29 de agosto de 2002, que trata dos clientes baixa renda.

De acordo com essa resolução, a partir de 1º de agosto de 2004, o benefício da tarifa social baixa renda apenas será concedido automaticamente:

- I. ao consumidor residencial monofásico, com consumo médio mensal abaixo de 80 KWh;
- II. ao consumidor residencial monofásico com consumo médio mensal entre 80 e 220 KWh, desde que o mesmo tenha comprovado, junto à Elektro, sua inscrição em algum dos programas sociais do Governo Federal.

O prazo para o item II foi prorrogado para 28 de fevereiro de 2005, através da Resolução Normativa ANEEL nº 76, de 30 de julho de 2004, publicada em 2 de agosto de 2004.

Em 31 de março de 2004, foi promulgado pelo Presidente da República o Decreto nº 5.029, que estabelece a fórmula para a apuração dos valores de subvenção dos clientes baixa renda e regulamentado pelas Resoluções ANEEL nº 246/02 e nº 485/02.

As Resoluções ANEEL 246/02, 485/02 e 694/03, estão suspensas em decorrência de liminar concedida à ONG - Associação de Defesa e Proteção dos Direitos do Cidadão – DEFENDE. A Elektro, em virtude desta liminar, suspendeu a partir de 21 de junho de 2004, a adoção dos novos critérios de classificação de baixa renda, prevalecendo os critérios da Lei nº 10.438, ou seja, todos os clientes residenciais, com medição monofásica e consumo até 220 KWh passaram a ter benefício novamente.

Através da Resolução ANEEL nº 089, de 25 de outubro de 2004, publicado em 5 de novembro de 2004, foram estabelecidos novos procedimentos para a solicitação de subvenção econômica a ser concedido a concessionária ou permissionárias de distribuição de energia elétrica ou o montante a ser utilizada para redução do nível das tarifas, em virtude dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na referida Subclasse Residencial Baixa Renda, em substituição a Resolução 116, de 19 de março de 2.003.

A Resolução ANEEL nº 089, também determina o recálculo dos valores com base na nova sistemática desde maio/2002, concedendo para isso o prazo de 120 dias da data de publicação desta resolução e posterior encaminhamento dos novos valores apurados a ANEEL, para serem conferidos e homologados. A Elektro está adaptando o sistema a fim de calcular retroativamente os valores de subvenção e ou de contribuição a modicidade tarifária, contudo não são esperadas alterações significativas em comparação aos valores já contabilizados.

Até dezembro de 2004, a Sociedade reconheceu o montante acumulado de R\$ 26.229 mil (R\$ 2.004 mil no exercício de 2003 e R\$ 23.225 mil no exercício de 2004) no passivo a ser repassado como um benefício aos consumidores.

#### 40. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Em 11 de dezembro de 2003, foi divulgado pelo Governo Federal o Relatório "Modelo Institucional do Setor Elétrico" ("Relatório"), contendo as linhas gerais do modelo a ser implementado. Na mesma data, o governo editou as Medidas Provisórias nº 144 e nº 145, com os comandos legais para a sua implantação. Ambas as medidas provisórias foram aprovadas pelo Congresso Nacional, convertidas nas Leis nº 10.848 e nº 10.847, respectivamente, e sancionadas em 15 de março de 2004.

As leis estão em conformidade com o conteúdo do Relatório "Modelo Institucional do Setor Elétrico" e tem como pontos principais o seguinte:

- ✓ Criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Lei 10.847), cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética entre outras.
- ✓ Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que sucederá o MAE, absorvendo suas funções e incorporando todas as suas estruturas organizacionais e operacionais.
- ✓ Instituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no território nacional.
- ✓ As distribuidoras poderão condicionar a continuidade de fornecimento a usuários inadimplentes ao oferecimento de depósito-caução (exceção: Residencial), ou à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra (exceção: Residencial Baixa Renda).

- ✓ Quando da inadimplência de consumidor apto à livre contratação de energia, a distribuidora poderá exigir que o usuário inadimplente, para utilizar-se do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia junto a outro agente comercializador.
- ✓ O inadimplemento, pelas distribuidoras, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de RGR, PROINFA, CDE, CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e de Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de reajuste tarifário e de revisão, exceto a extraordinária, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.
- ✓ As distribuidoras terão de adquirir a totalidade das suas necessidades de energia no ambiente de contratação regulado, por meio de licitações.
- ✓ As distribuidoras estarão sujeitas a penalidades no caso de insuficiência de contratação para atender seu mercado anual e não poderão repassar às tarifas os custos de compra de energia que excederem em mais de 3% o mercado realizado.
- ✓ Poderão optar por se tornar consumidores livres aqueles com demanda igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão. Para fazer esta opção, deverão informar previamente a sua distribuidora conforme os seguintes prazos: um ano de antecedência os consumidores com demanda entre 3 e 5 MW, 2 anos de antecedência aqueles com demanda entre 5 e 10 MW e 3 anos de antecedência os com mais de 10 MW. O retorno para o regime de tarifa regulada, como cliente cativo, está condicionado à notificação à distribuidora com cinco anos de antecedência. O Decreto 5.249/2004 determina que os clientes ligados antes da lei 9.074 só poderão optar se atendidos em 69 kV.

**ANEXO I – DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA**

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA  
 PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO 2004 E 2003  
 (Em milhares de reais)

	R\$ mil	
	2004	2003
<b>Atividades operacionais</b>		
Lucro líquido da exploração	269.812	357.262
Despesas (receitas) que não afetam o caixa		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.947	(1.695)
Amonização da recuperação das perdas de racionamento	63.867	51.045
Cota de compensação de tensão da parcela A - CVA	(8.530)	(10.042)
Energia livre, alíquota do PIS e COFINS	3.468	68
Receita do reposicionamento tarifário	(37.752)	(58.688)
Recomposição PIS/COFINS	(40.211)	-
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios	420	-
Depreciação e outras amortizações	104.286	101.260
Amortização de ações	33.568	36.315
Juiz e variações monetárias de empréstimos a longo prazo	(18.544)	(78.731)
Resultado da equivalência patrimonial	(4.052)	5.358
Valor residual do ativo permanente caixa	20.401	11.351
	<b>221.735</b>	<b>321.654</b>
<b>Variáveis no ativo circulante e a longo prazo</b>		
Clientes e fornecedores	(43.024)	71.589
Arrecado	(270)	(190)
Despesas pagas antecipadamente	556	384
Recebimento de parcelamento de débitos	(4.532)	5.558
Custos de recuperação - programa de racionamento de energia	6.557	3.279
Juiz e variações monetárias de curto prazo	(9.901)	(14.500)
Outros créditos - adiantamentos e insumos a compensar	(35.210)	(2.578)
	<b>(66.824)</b>	<b>62.859</b>
<b>Variáveis no passivo circulante e a longo prazo</b>		
Fornecedores	2.438	7.690
Suprimentos	(3.093)	(22.136)
Tributos a receber	38.460	40.708
Ajuste de exercício anterior - alíquota do PIS e COFINS	-	(1.630)
Encargos do consumidor	(3.160)	6.491
Salários contribuições sociais	(6.038)	5.236
Empréstimos compulsórios Eletrobrás	(2.154)	(1.673)
Provisão para contingências	45.929	18.823
Plano de pensão	516	1.457
Obrigações especiais	12.795	14.819
Outros	57.818	2.728
	<b>134.458</b>	<b>71.838</b>
<b>Total das atividades operacionais</b>	<b>271.369</b>	<b>456.251</b>
<b>Atividades de investimento</b>		
Aplicação em imobilizado	(127.326)	(150.880)
Recuperação de equipamentos	(3.071)	(6.641)
	<b>(130.397)</b>	<b>(157.521)</b>
<b>Atividades de financiamento</b>		
<b>Captações</b>		
Aquisição de empréstimos	106.509	49.555
Juiz e variações monetárias de curto prazo	220.470	41.113
	<b>326.979</b>	<b>90.668</b>
<b>Amortizações</b>		
Empréstimos e financiamentos	-	(2.247)
Empréstimos e financiamentos	(122.558)	(144.765)
Cotas a pagar - acionistas	521	(491)
Pessoas ligadas	(232.370)	-
	<b>(354.407)</b>	<b>(147.463)</b>
<b>Total das atividades de financiamento</b>	<b>(27.428)</b>	<b>(56.795)</b>
<b>Total dos efeitos no caixa</b>	<b>215.514</b>	<b>242.753</b>
Saldo inicial do caixa (*)	172.259	172.259
Saldo final do caixa (*)	427.773	425.012
<b>Variação no caixa</b>	<b>255.514</b>	<b>252.753</b>

(\*) Inclui bancos, aplicações financeiras e caução de depósitos, este último no montante de R\$ 46.574 mil em 2004 e R\$ 45.776 mil em 2003.



**ANEXO II – DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**

A demonstração do valor adicionado foi elaborada de acordo com o Ofício Circular CVM/SNC/SEP nº 01, de 31 de janeiro de 2000:

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 31 DE DEZEMBRO DE 2003**  
 (Em Milhares de Reais)

	R\$ mil	
	2004	2003
<b>Receitas</b>		
Vendas de energia e serviços.....	2.838.676	2.381.248
Provisão para créditos de liquidação duvidosa .....	(20.919)	(10.766)
Não operacionais (vide nota 33).....	4.302	2.886
	<u>2.822.066</u>	<u>2.373.367</u>
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>		
Energia comprada.....	(1.137.647)	(1.084.834)
Serviço de terceiros.....	(73.430)	(67.127)
Materiais.....	(18.182)	(17.655)
Outros custos operacionais.....	(84.077)	(70.700)
Despesas não operacionais (vide nota 33).....	(10.925)	(9.573)
	<u>(1.324.261)</u>	<u>(1.249.899)</u>
<b>Valor adicionado bruto.....</b>	<b>1.497.805</b>	<b>1.123.468</b>
Depreciação e amortização.....	(137.868)	(137.480)
<b>Valor adicionado líquido.....</b>	<b>1.359.937</b>	<b>985.988</b>
Receitas financeiras .....	476.821	721.866
Resultado de participações societárias .....	4.052	(5.350)
<b>Valor adicionado a distribuir.....</b>	<b>1.840.810</b>	<b>1.702.595</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Pessoal e benefícios diretos .....	123.034	126.855
Impostos, taxas e contribuições.....	693.381	566.496
Taxas regulamentares (RGR/CCC).....	179.554	119.465
Despesas financeiras .....	585.029	532.397
	<u>1.580.998</u>	<u>1.345.313</u>
<b>Lucro líquido do exercício.....</b>	<b>259.812</b>	<b>357.282</b>
	<u><b>1.840.810</b></u>	<u><b>1.702.595</b></u>

**ANEXO III – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS SEGREGADOS POR ATIVIDADE**

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS SEGREGADOS POR ATIVIDADES  
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 2003**  
(Em Milhares de Reais)

	2004		2003
	DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO	ATIVIDADES NÃO VINCULADAS	TOTAL
			TOTAL
<b>Receitas operacionais</b>			
Clientes fixos - fornecimento de energia .....	2.609.451		2.609.451
Suprimento de energia .....	376		376
Resposta espontaneamente tarifária .....	97.792		97.792
Energia livre .....	-		-
Energias de capacidade contratada .....	90.984		90.984
Receita usada e atenuada .....	105.842		105.842
Outras receitas .....	21.130	4.285	25.415
	<b>2.925.555</b>	<b>4.285</b>	<b>2.929.840</b>
<b>Deduções às receitas operacionais</b>			
Quota para o reserwa global da reserva - RGR .....	(21.218)		(21.218)
Quota para o custo variável combinado CCC e CDE .....	(158.336)		(158.336)
Repasse de encargos de capacidade em energia .....	(82.062)		(82.062)
ICMS sobre fornecimento .....	(195.987)		(195.987)
ICMS - Demanda .....	(19.939)		(19.939)
Recomposição PIS/COFINS .....	40.211		40.211
COFINS .....	(119.708)		(119.708)
PIS .....	(26.438)		(26.438)
ISS .....	(3)	(277)	(280)
	<b>(864.460)</b>	<b>(277)</b>	<b>(864.737)</b>
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>2.041.095</b>	<b>4.008</b>	<b>2.045.103</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>			
Energia comprada para revenda .....	(1.137.847)		(1.137.847)
Energia livre .....	-		-
	<b>(1.137.847)</b>		<b>(1.137.847)</b>
<b>Custo da operação</b>			
Pessoal .....	(91.251)		(91.251)
Materiais .....	(16.882)		(16.882)
Serviços de terceiros .....	(48.752)		(48.752)
Depreciação e outras amortizações .....	(104.251)	(9)	(104.260)
Outras .....	(45.653)	(795)	(46.448)
<b>Custo dos serviços prestados a terceiros</b>	<b>(306.869)</b>	<b>(804)</b>	<b>(307.673)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>597.379</b>	<b>2.204</b>	<b>600.583</b>
<b>Despesas operacionais</b>			
Despesas com vendas .....	(12.780)		(12.780)
Despesas gerais administrativas .....	(44.941)		(44.941)
Amortização de água .....	-	(53.568)	(53.568)
Outras despesas operacionais .....	(58.517)	(31)	(58.548)
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(116.238)</b>	<b>(84)</b>	<b>(116.322)</b>
<b>Resultado da operação</b>	<b>481.141</b>	<b>(62)</b>	<b>481.103</b>
<b>Resultado de participação societária</b>	-	4.057	4.057
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(56.256)</b>	<b>(56.111)</b>	<b>(112.367)</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>424.885</b>	<b>(92.654)</b>	<b>332.231</b>
<b>Lucro antes da contribuição social e do imposto de renda</b>	<b>415.264</b>	<b>(92.659)</b>	<b>322.605</b>
<b>Imposto de renda</b>	<b>(55.838)</b>		<b>(55.838)</b>
<b>Contribuição social</b>	<b>(18.185)</b>		<b>(18.185)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>341.241</b>	<b>(92.659)</b>	<b>248.582</b>

**DIRETORIA**

ORLANDO R. GONZÁLEZ  
DIRETOR PRESIDENTE

CARLOS MARCIO FERREIRA  
DIRETOR

RINALDO PECCHIO JUNIOR  
DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

FRANCISCO ALFREDO FERNANDES  
DIRETOR DE OPERAÇÕES

JOÃO CARLOS RIBEIRO DE ALBUQUERQUE  
DIRETOR COMERCIAL E DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

LUIZ SÉRGIO ASSAD  
DIRETOR DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS

CELSO ARRAS MINCHILLO  
DIRETOR DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRAÇÃO

ANIS ABDELNOR  
DIRETOR

NEWTON AKIRA FUKUMITSU  
CONTADOR GERAL – CRC 1SP190768/O-4

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

**PRESIDENTE**

ORLANDO R. GONZÁLEZ

**CONSELHEIROS**

BRITALDO PEDROSA SOARES

CLAUDINEI DONIZETI CECCATO

RONALD W. HADDOCK

VICKY LYNN MARTINEZ

**PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES**

Aos Administradores e Acionistas  
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

- 1 Examinamos os balanços patrimoniais da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 e as correspondentes demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos dos exercícios findos nessas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de emitir parecer sobre essas demonstrações financeiras.
- 2 Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, as quais requerem que os exames sejam realizados com o objetivo de comprovar a adequada apresentação das demonstrações financeiras em todos os seus aspectos relevantes. Portanto, nossos exames compreenderam, entre outros procedimentos: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das 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 estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da companhia, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
- 3 Conforme facultado por deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e como explicado na Nota 3.2 (h), a companhia optou por registrar no ativo diferido, variações nas taxas de câmbio ocorridas durante o exercício de 2001, no valor de R\$ 126.771 mil. As práticas contábeis adotadas no Brasil, entretanto, requerem que as variações cambiais sejam registradas no resultado do período em que elas ocorrem. Dessa forma, o lucro líquido dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 estão apresentados a menor por R\$ 42.257 mil, bem como o ativo permanente e o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2003 está apresentado a maior por R\$ 42.257 mil.
- 4 Somos de parecer que, exceto pelos efeitos do diferimento da variação cambial, como descrito no parágrafo 3, as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 e o resultado das operações, as mutações do patrimônio líquido e as origens e aplicações de recursos dos exercícios findos nessas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
- 5 Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitir parecer sobre as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. As demonstrações do fluxo de caixa, do valor adicionado e dos resultados segregados por atividade, que estão sendo apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a companhia, não são requeridas como parte integrante das demonstrações financeiras. Essas demonstrações, foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos no segundo parágrafo e, em nossa opinião, exceto pelos efeitos do diferimento da variação cambial, como descrito no parágrafo 3, estão adequadamente apresentadas em todos os seus aspectos relevantes em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
- 6 Conforme mencionado na Nota 24 às demonstrações financeiras, foi determinado pelo órgão regulador ANEEL, em fevereiro de 2003, o cancelamento integral da operação de desdobramento e resgate de ações, que totaliza R\$ 676.221 mil, aprovada pela assembléia geral extraordinária em janeiro de 2001, com o consequente estorno contábil dos lançamentos efetuados, adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos. A companhia está atualmente discutindo com a ANEEL, suportada em parecer de seus assessores legais, manifestações contrárias a respeito das determinações do referido órgão. As demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 não incluem quaisquer ajustes para fazer face a eventual desfecho desfavorável desse assunto.

- 7 Conforme mencionado na Nota 25.3, a companhia apresenta Prejuízos acumulados de R\$ 624.534 mil em 31 de dezembro de 2004 (31 de dezembro de 2003 – R\$ 884.346 mil), sendo R\$ 939.778 mil decorrentes do prejuízo do exercício findo em 31 de dezembro de 2002, reflexo principalmente dos efeitos da variação cambial sobre os empréstimos de pessoas ligadas denominados em dólares norte-americanos, que têm seus vencimentos a longo prazo. De acordo com as estimativas e projeções da administração, esses empréstimos serão amortizados pelas receitas de operações futuras e não comprometem a capacidade de geração de caixa da companhia, bem como a realização de investimentos e o cumprimento de quaisquer obrigações contidas no Contrato de Concessão.

Campinas, 25 de fevereiro de 2005

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes  
CRC 2SP000160/O-5

Wander Rodrigues Teles  
Contador CRC 1DF005919/O-3 "S" SP

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2003****Senhores Acionistas,**

De acordo com as determinações legais e estatutárias, apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, acompanhados do parecer dos Auditores Independentes.

**1. MENSAGEM DO PRESIDENTE**

É com grande satisfação que apresentamos os resultados obtidos em 2003 - ano do 5º aniversário da Elektro - no qual conseguimos ter expressivo desempenho operacional e mantivemos a preocupação com a Segurança no dia-a-dia de todos os nossos colaboradores.

Em 2003, concluímos investimentos necessários para o atendimento de nossos consumidores. Expandimos a rede de distribuição, investimos em tecnologia nas nossas subestações e ligamos 70 mil clientes, sendo 3,8 mil dentro do Programa de Universalização do Governo Federal.

Conquistamos ainda certificações e prêmios, como a ISO 9001 versão 2000, a ISO 14001, o Prêmio PROCEL, conferido pela ELETROBRÁS, e o Prêmio FIESP de Eficiência Energética na Indústria, que revelam a excelência da Elektro na prestação de serviços. Tudo isso com o objetivo único de atender bem os nossos 1,8 milhão de clientes, fornecendo a eles energia com qualidade e segurança.

Tivemos ainda em 2003 um aumento na geração operacional de caixa, com um EBITDA ajustado da ordem de R\$ 527,2 milhões, o melhor da história da Elektro. O faturamento bruto atingiu mais de R\$ 2,4 bilhões, 22,8% superior ao do ano anterior. E o lucro líquido foi de R\$ 357,3 milhões, revertendo a situação de prejuízo do exercício de 2002.

Os resultados operacionais, a geração de caixa e as renegociações de dívida intercompanhia, efetuadas nos últimos dois anos, permitem-nos ter a tranquilidade necessária para cumprirmos nosso programa de investimentos em nossa rede de distribuição. Em 2003, investimos R\$ 140 milhões, totalizando mais de R\$ 620 milhões desde a privatização em julho de 1998.

Conquistamos em 2003, mais uma vez, a expressiva marca de 365 dias consecutivos sem acidentes com afastamento. E como não podia ser diferente a meta acidente zero continua.

Iniciamos o ano de 2004 com a perspectiva de retomada do crescimento da economia, o que poderá proporcionar um aumento em nossas vendas. Estaremos ainda focando fortemente nos resultados operacionais, principalmente no gerenciamento dos custos e nos investimentos na manutenção e ampliação de nossa rede de distribuição.

O atendimento a mais de 5,3 milhões de pessoas impõe-nos um desafio diário, mas o histórico de realizações da Elektro nestes últimos cinco anos, aliado a uma equipe altamente comprometida e competente, possibilita-nos prever o contínuo sucesso nesse atendimento.

Agradecemos a colaboração e a confiança demonstradas por nossos clientes, fornecedores, instituições financeiras, órgãos governamentais, acionistas e, em especial, por nossos colaboradores.

Orlando R. González

Presidente

## 2. AMBIENTE ECONÔMICO

O ano de 2003 foi marcado pela posse em janeiro do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, do Partido dos Trabalhadores. A forte volatilidade dos mercados financeiros e as inquietações dos agentes econômicos associadas ao processo eleitoral brasileiro, observadas no segundo semestre de 2002, foram atenuadas com a mudança de percepção em relação ao novo governo. A transição política foi realizada com tranquilidade e a política econômica do governo anterior foi mantida, no tocante aos compromissos com a austeridade fiscal e o controle da inflação.

Como consequência, o "risco Brasil" caiu de modo expressivo, o real valorizou-se em relação ao dólar norte-americano e as pressões inflacionárias foram contidas. Estas melhores condições não favoreceram o ritmo da atividade econômica, que ficou estagnado em função das elevadas taxas de juros praticadas ao longo do ano.

O Comitê de Política Monetária do Banco Central (Copom), visando reduzir o ritmo inflacionário, elevou a taxa básica de juros (Selic) para 26,5% em fevereiro de 2003 e a manteve neste patamar por três meses. Face ao recuo das taxas de inflação, em junho de 2003, o Copom iniciou um processo de gradual redução da taxa de juros. O corte da taxa Selic acumulou 10 pontos percentuais, no período de junho a dezembro de 2003, quando o Copom a fixou em 16,5%.

O real valorizou-se 18,23% em relação ao dólar em 2003. Após uma acentuada valorização de 9,72% registrada nos seis primeiros meses deste ano, a moeda brasileira praticamente ficou estável ao longo do segundo semestre do ano. O "risco Brasil" encerrou 2003 em 463 pontos base, 68% abaixo do encerramento de 2002 (1.446 pontos base), seguindo uma trajetória de queda desde o início do novo governo.

A inflação medida pelo IGP-M e IPCA encerrou 2003, respectivamente, em 8,71% e 9,30%, comparada às variações de 25,31% e 12,53%, respectivamente, registradas em 2002.

A balança comercial apresentou superávit de US\$ 24,8 bilhões em 2003 (US\$ 13,1 bilhões em 2002), fruto do aumento substancial das exportações (US\$ 73,1 bilhões), que cresceram 21,1% em relação ao ano anterior, e do impacto da desativação econômica do país ao longo do ano sobre as importações (US\$ 48,3 bilhões), que cresceram apenas 2,2%.

O fluxo dos investimentos estrangeiros diretos no país apresentou redução de 38,9% em 2003 (US\$ 10,1 bilhões contra US\$ 16,6 bilhões em 2002).

O Produto Interno Bruto (PIB) apresentou variação negativa de 0,2% em relação ao ano anterior (variação positiva de 1,8% em 2002). A produção industrial brasileira ficou limitada a um crescimento de 0,3% em 2003. A expansão das exportações e do agronegócio compensou o fraco desempenho de setores mais dependentes da demanda interna.

Os indicadores econômicos que influenciam os resultados da Elektro apresentaram a seguinte evolução:

Indicadores	2003	2002
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (1).....	2,8892	3,5333
Desvalorização / (Valorização) Cambial (2).....	-18,23%	52,27%
CUI Cetip (2).....	23,25%	10,11%
IGP-M (2).....	8,71%	25,31%
IGP-DI (2).....	7,67%	26,41%
IGLP (2).....	11,50%	9,67%

(1) Cotação em 31 de dezembro

(2) Variação acumulada em 2003 e em 2002.

O desempenho da economia, bem como o comportamento dos principais indicadores para o ano de 2004 estão atrelados: (i) às ações do Governo para estimular os investimentos através da definição de regras regulatórias mais claras para o setor de infra-estrutura e da continuidade da queda dos juros, (ii) à consolidação das reformas tributária e previdenciária e (iii) ao comportamento das economias norte-americanas e mundial.



### 3. SETOR ELÉTRICO

#### 3.1 Panorama

Os principais fatos que marcaram o setor elétrico em 2003 foram:

- ✓ processo de revisão tarifária periódica, previsto nos contratos de concessão, pelo qual passaram 17 distribuidoras de energia elétrica, entre elas a Elektro;
- ✓ conclusão das liquidações financeiras das operações de compra e venda de energia realizadas no Mercado Atacadista de Energia - MAE entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, no montante total de R\$ 2,7 bilhões, com exceção dos valores em discussão judicial, cobertos por liminares;
- ✓ instituição da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em janeiro de 2003, cobrada dos agentes que comercializam energia com o consumidor final e com o objetivo de promover a competitividade de fontes alternativas de energia e a universalização do serviço de energia elétrica;
- ✓ início, em março de 2003, do repasse mensal pelas distribuidoras às geradoras dos recursos referentes à energia livre, arrecadados através da Reconstituição Tarifária Extraordinária (RTE), que entrou em vigor em 27 de dezembro de 2001, também visando a recuperação: (i) das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, e (ii) das variações de itens de custos não controláveis da parcela A;
- ✓ redução de 25% do volume de energia comprada, previsto nos Contratos Iniciais de Suprimento de Energia, e o conseqüente aumento do volume de energia comprada através de contratos bilaterais e de negociações no MAE para suprir a demanda da Empresa;
- ✓ criação dos seguintes programas de financiamento às distribuidoras de energia elétrica pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES: (i) Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, que visa financiar os valores não repassados na revisão tarifária de 2003, da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A (CVA), e (ii) Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, com o objetivo de capitalizar as empresas, mediante a renegociação de suas obrigações de curto prazo junto aos bancos credores; e
- ✓ discussões para a implantação de um novo modelo do setor elétrico: (i) aprovação, pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE das diretrizes básicas para a implementação do modelo, que visa a expansão da oferta de energia através de um planejamento centralizado, com base em políticas energéticas definidas pelo Ministério de Minas e Energia - MME, e (ii) publicação, em 11 de dezembro de 2003, de Medidas Provisórias com os comandos legais para a implantação do modelo, que foram aprovadas pelo Congresso Nacional, convertidas em lei e sancionadas em 15 de março de 2004.

#### 3.2 Revisão Tarifária Periódica

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a revisão tarifária periódica deve ocorrer a cada quatro anos, iniciando-se no quinto ano da concessão, no caso da Elektro em 27 de agosto de 2003. Este processo tem a finalidade de reavaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar para os consumidores os ganhos de produtividade da concessionária.

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas da Elektro são reajustadas anualmente em 27 de agosto de cada ano. O propósito dos reajustes tarifários anuais é repassar para as tarifas a variação dos custos não-controláveis (Parcela A) bem como reajustar de acordo com a inflação (IGP-M) a parcela destinada à cobertura dos custos controláveis e remuneração do capital (Parcela B), visando preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária no período compreendido entre as revisões tarifárias.

Os principais parâmetros utilizados para a revisão tarifária incluem: (i) a definição da base de ativos sobre a qual incidirão o custo médio ponderado de capital e a taxa de depreciação regulatória, (ii) a adoção do método de valor de reposição a valor de mercado para se reavaliar esta base, (iii) o nível de custos operacionais

adequado para a prestação do serviço e (iv) a definição do fator X, índice que permite o repasse a clientes finais, nos 3 anos seguintes à revisão tarifária, dos ganhos de produtividade previstos das distribuidoras.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL utilizou um valor provisório para a base de remuneração, sobre a qual incidem o custo médio ponderado de capital e a taxa de depreciação regulatória. O valor definitivo poderá alterar o índice de reposicionamento aplicado em agosto de 2003, devendo eventuais efeitos serem refletidos no próximo reajuste anual em 27 de agosto de 2004. O fato do valor definitivo ainda estar sob análise pela ANEEL, impossibilita a avaliação de possíveis impactos para a Elektro.

De acordo com a metodologia definida pela ANEEL, o índice de reposicionamento tarifário aplicado em agosto de 2003 foi limitado ao índice de reajuste tarifário anual que a empresa teria direito, caso tivesse sido praticado neste ano, ficando o restante a ser compensado nos reajustes anuais aplicáveis de 2004 a 2006.

O reposicionamento tarifário para a Elektro foi de 27,93%, dos quais 20,25% foram aplicados em 27 de agosto de 2003, e a diferença de 7,68 pontos percentuais (correspondentes a R\$ 170,4 milhões a valores de agosto de 2003) será considerada quando dos reajustes anuais nos meses de agosto de 2004 a 2006, precedendo a nova revisão tarifária da distribuidora em 2007. O fator X foi de 2,38% e será utilizado anualmente nos reajustes tarifários, como índice redutor do IGP-M a ser aplicado na Parcela B, de 2004 a 2006.

O fator X ainda poderá ser alterado em função: (i) da avaliação da empresa pelos consumidores no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) em 2003, e (ii) do cálculo de correção do componente "mão-de-obra" dos custos gerenciáveis das empresas. A ANEEL conduziu Audiência Pública para a definição da metodologia de cálculo e aplicação do fator X em 5 de fevereiro de 2004, cujo resultado definitivo ainda não está disponível.

Em atendimento ao disposto na Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, o valor da CVA da Elektro, calculado em R\$ 101,0 milhões não foi incorporado às tarifas em 27 de agosto de 2003, mas postergado por doze meses. O referido valor está sendo financiado à Elektro através de empréstimo do BNDES, com o objetivo de compensar o efeito financeiro deste adiamento (vide item 3.4 d).

Adicionalmente, as tarifas tiveram um incremento de 0,46%, referente aos custos administrativos incorridos durante o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE), percentual este que será excluído das tarifas no próximo reajuste tarifário.

### **3.3 Mercado Atacadista de Energia (MAE)**

As transações "spot" de compra e venda de energia e as recompras das sobras líquidas dos contratos iniciais de suprimento de energia são liquidadas pelo MAE. A liquidação é realizada por diferença e os pagamentos são feitos líquidos dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

As transações realizadas no MAE entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, não só da Elektro, mas de todos os agentes, passaram por atrasos em sua liquidação. O montante que representa a diferença entre as operações de compra e venda de energia realizadas pela empresa durante o referido período foi de R\$ 171,1 milhões (saldo em 31 de dezembro de 2002).

A ANEEL, através da Resolução nº 763 de 20 de dezembro de 2002, determinou que 50% das transações realizadas no MAE entre setembro de 2000 e dezembro de 2002 fossem liquidadas (o que ocorreu entre janeiro e fevereiro de 2003) e que o saldo remanescente, correspondente aos 50% não liquidados, fossem liquidados após a conclusão de auditoria realizada pelo MAE. Este processo foi concluído em julho de 2003, resultando em um acréscimo de R\$ 6,6 milhões no montante total das transações.

Descontando-se os valores de ESS (R\$ 43,9 milhões) o saldo líquido a receber referente às transações realizadas entre setembro de 2000 e dezembro de 2002 foi de R\$ 133,8 milhões.

Com a liquidação destas operações a partir de dezembro de 2002, foram apropriados juros e multas no montante de R\$ 1,7 milhão para os casos de inadimplência, sendo que a Elektro recebeu R\$ 103,9 milhões até o encerramento do ano. Resta ainda receber R\$ 31,6 milhões, incluindo juros e multas, que estão divididos da seguinte forma: (i) R\$ 21,9 milhões referentes à liquidações junto ao MAE suspensas por decisões liminares, (ii) R\$ 6,3 milhões foram negociados para pagamento de forma parcelada, e (iii) R\$ 3,4 milhões estão

inadimplentes. As medidas legais cabíveis estão sendo tomadas e a expectativa da empresa é receber os valores referentes à eliminação da inadimplência no longo prazo.

Ao longo do ano de 2003, as transações "spot" de compra e venda de energia realizadas pela Elektro no MAE registraram o valor a pagar de R\$ 9,5 milhões. Deste montante, no encerramento do exercício, os saldos a pagar eram de R\$ 0,2 milhão e R\$ 1,5 milhão referentes à compra de energia e ao ESS, respectivamente. As liquidações destas transações ocorreram em janeiro e fevereiro de 2004.

**Valores em R\$ milhões**

<b>(=) Saldo das contas a receber em 31 de dezembro de 2002</b>	<b>171,1</b>
Ajuste decorrente da nova contabilização do MAE entre set/00 e dez/02	6,6
Encargos de Serviço de Sistema (ESS) entre set/00 e dez/02	(43,9)
Multas incidentes sobre os valores liquidados	1,7
Valor recebido até 31 de dezembro de 2003 referente ao período de set/00 a dez/02	(103,9)
<b>(=) Saldo das contas a receber em 31 de dezembro de 2003</b>	<b>31,6</b>
Compras e vendas "spot" realizadas em 2003 e não liquidadas	(0,2)
Encargos de Serviço de Sistema (ESS) sobre as transações não liquidadas	(1,4)
<b>(=) Valor Líquido a receber</b>	<b>30,0</b>

### 3.4 Acordo Geral do Setor Elétrico

Em consequência dos severos impactos do racionamento de energia para o setor elétrico, em dezembro de 2001, o Governo Federal, as distribuidoras e as geradoras de energia elétrica concluíram negociações que vieram a resultar na Lei nº 10.438, sancionada em 26 de abril de 2002, base para a assinatura, em 4 de julho de 2002, do Acordo Geral do Setor Elétrico.

Os saldos de curto e longo prazo decorrentes do Acordo Geral do Setor Elétrico registrados pela Elektro em 31 de dezembro de 2003 e 2002 foram:

**Valores em R\$ milhões**

<b>Acordo Geral do Setor Elétrico</b>	<b>31/dez/2003</b>	<b>31/dez/2002</b>
a) Recuperação das Perdas da Receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica	148,8	174,0
b) Energia Livre	111,4	101,9
c) Variações dos Itens de Custos não Controláveis – Parcela A	90,0	72,6
d) Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA	102,7	76,3

#### a) Recuperação das Perdas de Receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica

A recuperação das perdas decorrentes do programa de racionamento de energia elétrica iniciou-se em janeiro de 2002, com término previsto para junho de 2006. Considerando-se a amortização no montante de R\$ 61,0 milhões e a correção pela taxa Selic no montante de R\$ 35,8 milhões, aplicáveis em 2003, o saldo das receitas a recuperar totalizou R\$ 148,8 milhões em 31 de dezembro de 2003, registrando uma redução de R\$ 25,2 milhões em relação ao ano anterior.

#### b) Energia Livre

O repasse de energia livre às geradoras iniciou-se em março de 2003, com término previsto para outubro de 2008. O saldo referente à energia livre em 31 de dezembro de 2003 atingiu R\$ 111,4 milhões, um aumento de R\$ 9,5 milhões no ano, decorrente: (i) da amortização no montante de R\$ 30,6 milhões, (ii) da correção monetária pela taxa Selic no montante de R\$ 17,7 milhões, (iii) do aumento de R\$ 9,0 milhões no montante a ser repassado às geradoras de energia, conforme definido na Resolução ANEEL nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, referente à inclusão dos valores do PIS, COFINS, CPMF, taxa de fiscalização da ANEEL e percentual destinado à pesquisa e desenvolvimento incidentes sobre os valores de energia livre e (iv) da Resolução Normativa ANEEL nº 1, de 12 de janeiro de 2004, que ratificou o valor homologado pela Resolução ANEEL nº 483, de 29 de agosto de 2002, referente à energia livre, passando o valor total a ser repassado pela Elektro de R\$ 101,9 milhões para R\$ 115,3 milhões, a valores de 28 de fevereiro de 2002, resultando em um acréscimo do valor em dezembro de 2003 de R\$ 13,4 milhões corrigidos pela Selic.

**c) Variações de Itens de Custos não Controláveis – Parcela A**

O saldo apurado pela Elektro em 31 de dezembro de 2003, referente às variações acumuladas dos custos dos itens não controláveis da Parcela A, para o período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, totalizou R\$ 90,0 milhões, um acréscimo de R\$ 17,4 milhões em relação ao ano anterior, devido à correção pela taxa Selic. A recuperação deste saldo, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1, de 12 de janeiro de 2004, deverá ser feita imediatamente após a conclusão da recuperação das perdas decorrentes do racionamento e do repasse da energia livre, por mecanismo semelhante ao da RTE, e é estimada pela Elektro para ocorrer no período entre outubro de 2006 e outubro de 2007.

**d) Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA**

O saldo da CVA, reconhecido a partir de 28 de julho de 2002, apresentou aumento de R\$ 26,4 milhões no ano, atingindo R\$ 102,7 milhões em 31 de dezembro de 2003, resultado, principalmente, da correção monetária pela taxa Selic de R\$ 15,8 milhões.

O prazo de repasse dos valores da CVA ao reajuste tarifário anual das distribuidoras de energia elétrica foi alterado pela Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003. De acordo com a portaria, as variações ocorridas entre agosto de 2002 e julho de 2004 serão repassadas nos 24 meses subsequentes ao reajuste tarifário de agosto de 2004.

Em decorrência da postergação do repasse da CVA às tarifas de energia, o Governo Federal, através da Medida Provisória nº 127, de 4 de agosto de 2003, convertida na Lei nº 10.762, sancionada em 11 de fevereiro de 2003, criou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica. Este programa visa financiar os valores da CVA não repassados na revisão tarifária de 2003, através de empréstimo concedido às distribuidoras pelo BNDES.

O saldo da CVA financiado para a Elektro é de R\$ 91,4 milhões, já homologado pela ANEEL e atualizado até 27 de agosto de 2003. A liberação deste montante ocorre em três parcelas. Já foram liberadas duas parcelas do montante financiado: R\$ 47,8 milhões em 25 de novembro de 2003 e R\$ 29,7 milhões em 13 de fevereiro de 2004, totalizando o equivalente a 80% do valor original homologado. A terceira parcela (20%) está prevista para ser liberada em maio de 2004. Todas as parcelas recebidas são corrigidas pela taxa Selic desde 27 de agosto de 2003 até a data de cada liberação.

**3.5 Empréstimo Emergencial do BNDES**

Os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceram o empréstimo emergencial do BNDES às distribuidoras de energia para o financiamento de até 90% das perdas de receita decorrentes do racionamento de energia elétrica e dos custos dos itens não controláveis da Parcela A ocorridos no período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001.

O saldo deste empréstimo atingiu R\$ 153,8 milhões em 31 de dezembro de 2003, representando uma redução de R\$ 39,3 milhões no ano. Esta variação deve-se às amortizações no montante de R\$ 81,1 milhões, e à contabilização de encargos financeiros incidentes, no montante de R\$ 41,8 milhões.

**3.6 Novo Modelo do Setor Elétrico**

Desde a posse do atual Presidente da República no início de 2003, o governo vem afirmando sua intenção de reformar o modelo institucional do setor de energia elétrica, com destaque para: (i) a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor, (ii) a obrigatoriedade das distribuidoras adquirirem 100% dos seus requisitos de energia por meio de leilões, de forma regulada, (iii) a criação de mecanismos para garantir a expansão da oferta e (iv) a aquisição da energia das usinas existentes a preços inferiores ao custo marginal de expansão, com vistas à modicidade tarifária.

A intenção do governo é que a contratação de energia pelas distribuidoras para início de suprimento em 2005 já se faça sob a égide das regras do novo modelo setorial (exceção feita aos contratos existentes e à Itaipu). Em 26 de junho de 2003, foi editado o Decreto nº 4.767 que estabeleceu que as compras de energia das distribuidoras por meio de leilões de compra ou de aditivos aos contratos iniciais terão vigência limitada a 31 de

dezembro de 2004. Dessa forma, até que seja implantado o novo modelo, as distribuidoras ficaram sem a possibilidade de fazer compras diretas de energia para o período a partir de 2005.

Em julho de 2003, o CNPE aprovou o Relatório "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico," contendo uma descrição do novo modelo pretendido, embora ainda sem tratar da transição do modelo atual para o novo.

Após contribuições dos agentes e associações de classe, bem como críticas veiculadas na imprensa, o governo reviu em parte a proposta inicial e, em 11 de dezembro de 2003, foi divulgado o Relatório "Modelo Institucional do Setor Elétrico," contendo as linhas gerais do modelo que o governo pretende implementar. Na mesma data, o governo editou as Medidas Provisórias nº 144 e nº 145, com os comandos legais para a sua implantação. Ambas as medidas provisórias foram aprovadas pelo Congresso Nacional, convertidas nas Leis nº 10.848 e 10.847, respectivamente, e sancionadas em 15 de março de 2004.

As leis contêm apenas comandos gerais, remetendo o detalhamento do novo modelo à regulamentação posterior, via decretos, portarias e resoluções, em conformidade com o conteúdo do Relatório "Modelo Institucional do Setor Elétrico," cujos pontos principais são:

- ✓ a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE administrará dois ambientes de contratação de energia, um regulado (ACR) e um livre (ACL);
- ✓ as distribuidoras terão de adquirir a totalidade das suas necessidades de energia no ambiente de contratação regulado, por meio de licitações;
- ✓ o crescimento projetado do mercado das distribuidoras deverá ser contratado de usinas a serem implantadas futuramente ("energia nova"), em licitações de compra com 3 a 5 anos de antecedência ao início do suprimento. Tais contratos terão prazos de duração de 15 a 35 anos;
- ✓ a contratação da energia das usinas existentes ("energia velha") pelas distribuidoras será feita inicialmente de acordo com mecanismo de transição ainda insuficientemente detalhado, com prazos de duração de 5 a 10 anos. À medida que estes primeiros contratos atinjam seu vencimento, estes volumes de energia poderão ser novamente contratados pelas distribuidoras, em licitações efetuadas no ano imediatamente anterior ao início do suprimento;
- ✓ as distribuidoras estarão sujeitas a penalidades no caso de insuficiência de contratação para atender seu mercado anual e não poderão repassar às tarifas os custos de compra de energia que excederem em mais de 3% o mercado realizado;
- ✓ os consumidores livres e comercializadores participarão do ambiente de contratação livre, que terá regras muito semelhantes às do atual MAE. Os consumidores livres serão obrigados a contratar a totalidade das suas necessidades de energia;
- ✓ poderão optar por se tornar consumidores livres aqueles com demanda igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão. Para fazer esta opção, deverão informar previamente a sua distribuidora conforme os seguintes prazos: 1 ano de antecedência os consumidores com demanda entre 3 e 5 MW, 2 anos de antecedência aqueles com demanda entre 5 e 10 MW e 3 anos de antecedência os com mais de 10 MW. O retorno para o regime de tarifa regulada, como cliente calvo, está condicionado à notificação à distribuidora com 5 anos de antecedência;
- ✓ será instituída a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que será responsável pelos estudos de planejamento da expansão da geração e transmissão, sendo que o planejamento da rede básica terá caráter determinativo. Também será responsável, com base no crescimento agregado projetado do mercado das distribuidoras, por indicar um conjunto de usinas para licitação;
- ✓ os planos de expansão do setor serão objeto de audiências públicas antes de sua aprovação pelo CNPE, e serão efetuados com base em metodologia estabelecida em procedimentos de planejamento homologados pela ANEEL;
- ✓ será instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, que fará o acompanhamento das condições de atendimento ao mercado com um horizonte de 5 anos, e recomendará ao MME medidas para restabelecer a segurança do suprimento sempre que necessário;

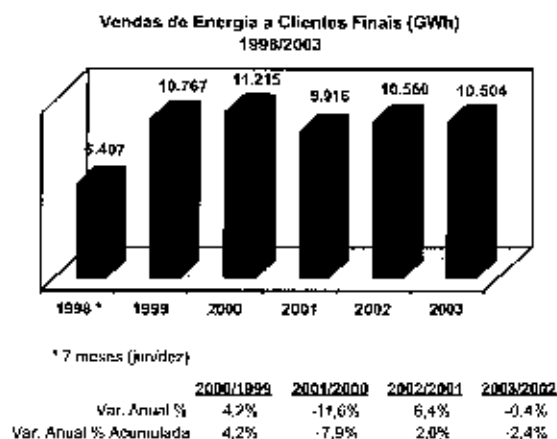
- ✓ a governança do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS será alterada de forma a aumentar a participação de representantes do governo em sua direção; e
- ✓ as distribuidoras com carga anual superior a 300 GWh não poderão desenvolver atividades de geração, transmissão e comercialização de energia para consumidores livres. As distribuidoras que detêm ativos de geração e transmissão deverão ser desverticalizadas. Porém estarão permitidos empréstimos entre afiliadas para aplicação no serviço público de energia elétrica.

Pelo fato da regulamentação ainda não estar suficientemente detalhada, é prematuro avaliar os possíveis impactos do novo modelo para as operações da Elektro.

#### 4. DESEMPENHO COMERCIAL

##### 4.1 Vendas de Energia - Clientes Finais

A Elektro forneceu 10.503,9 GWh de energia a seus clientes finais em 2003, o mesmo patamar do ano anterior.



As vendas de energia a clientes finais registraram nos dois primeiros meses de 2003 um crescimento de 9,4% em relação a igual período de 2002, quando as vendas de energia ainda refletiam os efeitos causados pelo programa de racionamento de energia elétrica. A comparação dos meses de março a dezembro de 2003 com o mesmo período de 2002, apresenta redução de 2,2% nas vendas de energia a clientes finais, influenciada, principalmente, pelo desempenho da classe industrial.

Classes de Consumo	VENDAS DE ENERGIA					
	GWh			R\$ Milhões		
	2003	2002	Var. %	2003	2002	Var. %
Residencial	2.712,2	2.565,9	4,9%	824,3	659,5	25,0%
Industrial	4.667,8	4.990,9	-6,3%	762,3	675,6	12,8%
Comercial	1.145,2	1.391,2	-17,6%	327,5	268,2	22,1%
Rural	670,1	644,1	4,0%	137,2	99,3	37,1%
Poder Público	238,8	193,2	23,6%	57,5	45,2	27,4%
Iluminação Pública	371,0	360,6	2,9%	65,4	54,6	19,7%
Serviços Públicos	729,1	724,4	0,6%	99,9	85,9	16,3%
<b>Venda de Energia a Clientes Finais</b>	<b>16.903,9</b>	<b>16.550,2</b>	<b>2,1%</b>	<b>2.244,2</b>	<b>1.878,4</b>	<b>19,5%</b>
MAE e Contratos Bilaterais	601,5	620,2	-3,0%	7,9	20,6	-62,1%
Recompra das Sobras de Energia dos Contratos Iniciais	-	389,0	-	-	28,8	-
Recuperação das Perdas com Racionamento	-	-	-	-	9,6	-
Reposicionamento Tarifário	-	-	-	56,7	-	-
<b>Total</b>	<b>11.105,4</b>	<b>11.760,0</b>	<b>-5,6%</b>	<b>2.310,8</b>	<b>1.937,1</b>	<b>19,3%</b>
<b>Tarifa Média - Clientes Finais (R\$/MWh)</b>				<b>213,7</b>	<b>178,0</b>	

A redução de 5,3% nas vendas para a classe industrial registrada no encerramento de 2003 em relação ao ano anterior, deve-se, principalmente, à saída de clientes livres da Elektro. O baixo ritmo da atividade econômica e o excesso de oferta de energia possibilitaram oportunidades para estes clientes comprarem energia a custos mais baixos. Desconsiderando-se o efeito da saída destes clientes, as vendas de energia para a classe industrial e para clientes finais teriam apresentado, respectivamente, um crescimento de 2,2% e 3,1% em 2003 em relação a 2002.

Parte substancial dos clientes livres que deixaram a Elektro apresentava margem operacional negativa. A saída destes clientes, embora tenha representado um decréscimo nas vendas da empresa, impactaram positivamente a sua margem.

Adicionalmente, a Elektro recebe dos clientes livres, que saíram de sua base de consumidores, tarifa pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica. Esta receita acumulou o montante de R\$ 29,9 milhões em 2003, comparada com R\$ 9,0 milhões registrados no ano anterior. As tarifas de uso do sistema de distribuição são definidas pela ANEEL.

As vendas para a classe residencial apresentaram aumento de 4,9% em 2003 em relação a 2002, resultado do crescimento de 1,8% no consumo por domicílio e da ligação de 45,9 mil novos clientes residenciais ao longo de 2003.

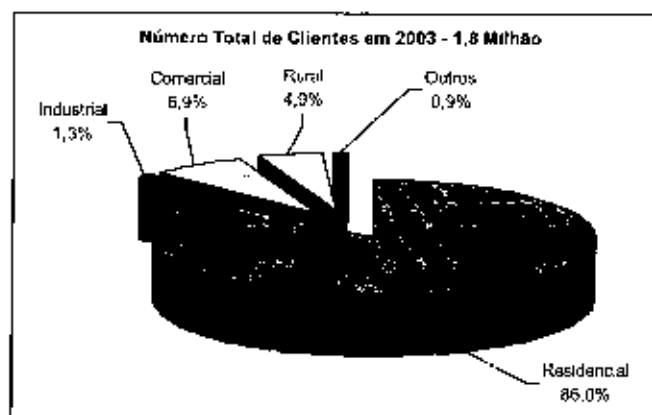
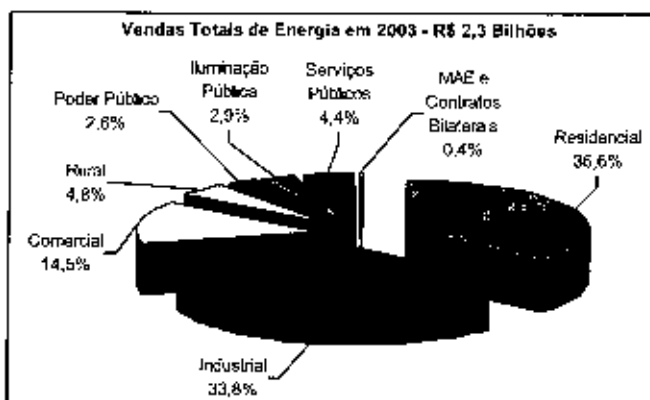
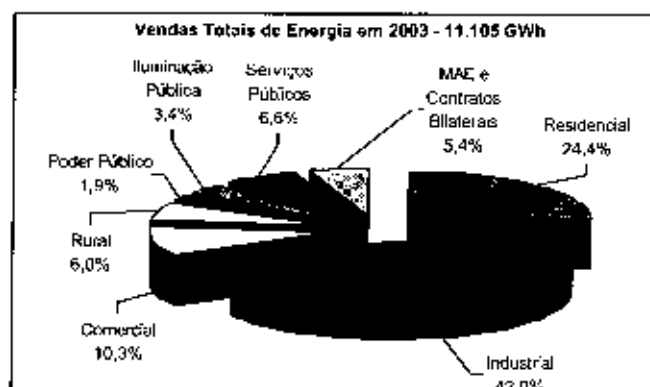
As demais classes de consumo da Elektro apresentam em conjunto um crescimento de 3,0% em 2003 em relação ao ano anterior, influenciado, principalmente, pelas classes poder público, comercial e rural.

A receita com a venda de energia a clientes finais atingiu R\$ 2,2 bilhões no acumulado de 2003, 19,5% superior ao registrado no ano anterior. Este resultado é reflexo: (i) do reajuste tarifário anual de 14,21% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2002, e (ii) do reposicionamento tarifário de 20,25% homologado pela ANEEL e vigente a partir de 27 de agosto de 2003.

O montante de R\$ 7,9 milhões referente ao MAE e contratos bilaterais registrados em 2003, deve-se, principalmente, ao ajuste decorrente da nova contabilização pelo MAE, concluída em junho de 2003, referente à compra e venda de energia realizada entre setembro de 2000 e dezembro de 2002.

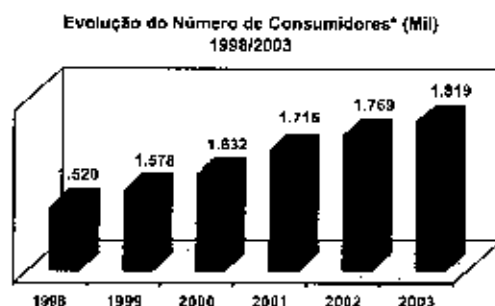
#### 4.2 Segmentação de Vendas

A energia total vendida, a receita bruta de venda de energia e a base do clientes apresentam a seguinte segmentação:





A Elektro apresentou a seguinte evolução do número de consumidores entre 1998 e 2003:



\* Evolução líquida, considerando as ligações e desligamentos

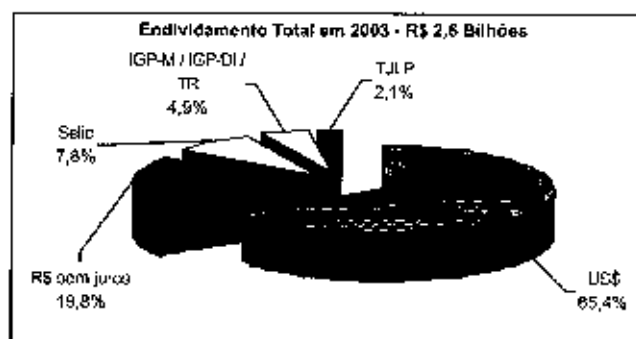
	2000/1999	2001/2000	2002/2001	2003/2002
Var. %	3,4%	5,2%	3,1%	2,8%
Var. % Acumulada	3,4%	8,8%	12,1%	15,3%

## 5. EMPRÉSTIMOS COM TERCEIROS E DÍVIDAS E OBRIGAÇÕES COM PESSOAS LIGADAS

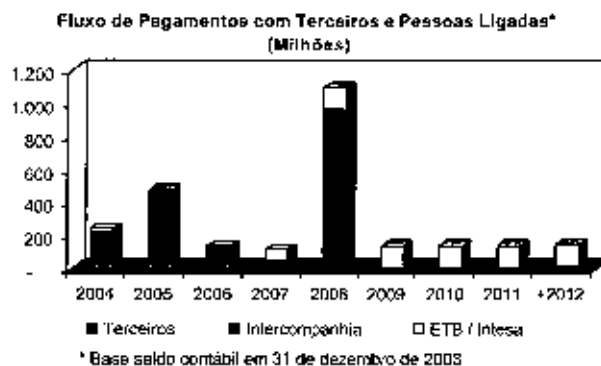
	Valores em 31 de dezembro de 2003 (R\$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Empréstimos / Debêntures com Terceiros	82,8	260,4	343,2
Dívidas com Pessoas Ligadas	42,8	1.710,5	1.753,3
Contas a Pagar – Acionistas	138,0	360,2	518,2
<b>Total Geral</b>	<b>263,6</b>	<b>2.351,1</b>	<b>2.614,7</b>
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos			(412,3)
<b>Endividamento Líquido</b>			<b>2.202,4</b>

A Elektro encerrou 2003 com endividamento líquido de R\$ 2.202,4 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 2.614,7 milhões e do saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos no montante de R\$ 412,3 milhões. Ao longo do exercício o endividamento líquido apresentou uma redução de R\$ 489,7 milhões, devido, principalmente, à valorização do real sobre as dívidas denominadas em dólar norte-americano.

Do endividamento total da Elektro, 89,9% têm vencimento no longo prazo, sendo R\$ 1.900,2 milhões (72,7%) vencíveis a partir do ano de 2006 até 2017. O endividamento total apresenta a seguinte indexação:



Como resultado das reestruturações das dívidas ocorridas em 2001 e 2002 (vide nota 22), o fluxo de pagamentos das dívidas e obrigações da Elektro com terceiros e com pessoas ligadas é o seguinte:



O cronograma acima não considera os efeitos do fluxo financeiro decorrentes da incorporação da Terraço Participações Ltda. (vide nota 36), assim como a proposta feita à ANEEL de inclusão no fluxo financeiro dos pagamentos realizados às empresas do grupo controlador a título de resgate de ações (vide nota 23).

### 5.1 Rating de Crédito

A *Standard & Poor's Ratings Services*, em 20 de janeiro de 2004, elevou em três graus o rating de crédito corporativo atribuído à Elektro, com base na Escala Nacional Brasil, de 'brBB-' para 'brBBB-', classificação que é considerada grau de investimento. A perspectiva do rating é estável.

## 6. RESULTADOS

	Valores em R\$ milhões		Var. Abs. 2003/2002
	2003	2002	
Venda de Energia Clientes Finais	2.244,2	1.878,4	365,8
Recuperação das Perdas de Receita com Racionamento	-	9,6	(9,6)
MAE e Contratos Bilaterais	7,9	20,6	(12,7)
Recompra das Sobras de Energia dos Contratos Iniciais	-	28,6	(28,6)
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>58,7</b>	<b>-</b>	<b>58,7</b>
Receita Bruta de Venda de Energia	2.310,8	1.937,1	373,8
Encargos de Capacidade Emergencial	64,1	39,1	25,0
Energia Livre	22,4	(7,0)	29,3
<b>Outras Receitas</b>	<b>48,1</b>	<b>22,1</b>	<b>26,0</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.445,4</b>	<b>1.991,3</b>	<b>454,1</b>
Receita Operacional Líquida	1.785,2	1.444,9	340,4
Despesas Operacionais	(1.535,0)	(1.307,5)	(227,4)
Resultado do Serviço	250,3	137,3	112,9
Lucro/(Prejuízo) Líquido	357,3	(939,8)	1.297,1
<b>Variáveis Monetárias e Cambiais</b>	<b>362,6</b>	<b>(661,6)</b>	<b>1.024,1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>387,8</b>	<b>258,2</b>	<b>129,5</b>
<b>Margem EBITDA / Receita Operacional Líquida <sup>(1)</sup></b>	<b>22,0%</b>	<b>17,8%</b>	<b>-</b>

(1) Excluída a Energia Livre da Receita Operacional Líquida.

Em 2003, a Elektro atingiu uma receita bruta de venda de energia de R\$ 2.310,8 milhões, 19,3% acima do valor registrado em 2002, decorrente:

- ✓ do aumento de 19,5% no valor das vendas de energia a clientes finais que, por sua vez, foi influenciado pelos reajustes de tarifas ocorridos em agosto de 2002 (14,21%) e agosto de 2003 (20,25%); e
- ✓ do reconhecimento, no encerramento do exercício, de receita de R\$ 58,7 milhões, parcela pro-rata referente a 4 meses do valor provisório homologado pela ANEEL, através da Resolução nº 429 de 26 de agosto de 2003, relativa ao reposicionamento tarifário de R\$ 170,4 milhões não repassados à tarifa, do período que vai de 28 de agosto de 2003 até 27 de agosto de 2004.

A receita operacional líquida em 2003 somou R\$ 1.785,2 milhões, representando um aumento de 23,6% em relação a 2002.

As despesas operacionais registraram aumento de 17,4% em 2003, comparadas com 2002, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ aumento de R\$ 115,1 milhões (12,1%) no custo da energia comprada, devido: (i) ao acréscimo de R\$ 53,2 milhões dos custos regulados de transmissão e ESS, e (ii) ao reajuste pelo IGP-M das tarifas dos Contratos Iniciais e Bilaterais de suprimento de energia;
- ✓ aumento de R\$ 46,0 milhões (27,8%) das despesas com materiais e serviços de terceiros em função do reajustes inflacionários dos preços destes itens, e das despesas com pessoal influenciadas pelos dissídios coletivos de 6,7% em 2002 e 14,21% em 2003;
- ✓ aumento de R\$ 25,8 milhões (34,4%) em outras despesas, cuja principal variação refere-se às parcelas da CDE de agosto a dezembro de 2003 (R\$ 19,4 milhões); e
- ✓ provisão de R\$ 6,8 milhões relativa ao Programa de Saída Incentivada (PSI). Visando adequar a estrutura organizacional ao novo contexto do setor elétrico, a Elektro implantou este programa, que contou com a adesão de 144 funcionários, dos quais 34 se desligaram da empresa em 2003. Em 2003, foi desembolsado R\$ 1,4 milhão, ficando o saldo remanescente para ser desembolsado ao longo de 2004.

O resultado do serviço do exercício atingiu R\$ 250,3 milhões, registrando um aumento de R\$ 112,9 milhões em relação ao ano anterior.

O resultado financeiro da Elektro foi positivo em R\$ 151,6 milhões comparado a uma perda de R\$ 894,1 milhões registrada em 2002. Este resultado deve-se, principalmente, ao efeito da valorização do real de 18,23% em 2003, sobre as dívidas da Elektro denominadas em dólar norte-americano, comparativamente a uma desvalorização de 52,27% em 2002.

Como consequência dos efeitos mencionados acima, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 357,3 milhões, revertendo a situação de prejuízo do ano anterior (R\$ 939,8 milhões).

O resultado financeiro ainda contempla R\$ 202,3 milhões referentes a juros sobre empréstimos com pessoas ligadas. Estas despesas não representam desembolso imediato de caixa em função da renegociação junto às empresas do grupo controlador, através da qual todos os juros vincendos referentes ao período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003 foram postergados (vide nota 22).

	Valores em R\$ milhões	
	2003	2002
<b>EBITDA</b>		
Resultado do Serviço	250,3	137,3
Depreciação e Amortização	137,5	120,9
	<b>387,8</b>	<b>258,2</b>
<b>Ajustes (-)</b>		
Reposicionamento Tarifário	58,7	-
Venda de Energia MAE	7,0	49,2
CVA <sup>(1)</sup>	(31,8)	(18,3)
	<b>33,8</b>	<b>30,9</b>
<b>Ajustes (+)</b>		
Amortização CVA	8,4	2,7
Amortização das Perdas com Racionamento	61,0	79,6
Recebimentos do MAE	103,9	-
	<b>173,3</b>	<b>82,3</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>527,2</b>	<b>309,6</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado / Receita Operacional Líquida <sup>(2)</sup></b>	<b>28,9%</b>	<b>21,3%</b>

(1) Dezembro que não impactou o resultado.

(2) Excluída a Energia Livre da Receita Operacional Líquida.

Pelo conceito do EBITDA ajustado, a geração operacional de caixa totalizou R\$ 527,2 milhões no encerramento de 2003, um aumento de 70,3% em relação ao resultado obtido no mesmo período do ano anterior (R\$ 309,6 milhões).

## 7. FLUXO DE CAIXA

	R\$ milhões
	2003
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>357,3</b>
<b>Receitas / (Despesas) que não Afetam o Caixa</b>	<b>(35,7)</b>
Juros e Variações Monetárias de Longo Prazo	(178,7)
Depreciação e Amortização	137,6
Outras Receitas / (Despesas)	5,4
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>321,6</b>
<b>Variação do Capital de Giro Operacional</b>	<b>126,1</b>
<b>Geração Operacional de Caixa</b>	<b>447,6</b>
<b>Atividades de Financiamento e Juros e Variações Monetárias de Curto Prazo</b>	<b>(56,8)</b>
Aplicações no Imobilizado	(150,8)
<b>Geração Líquida de Caixa</b>	<b>240,0</b>
Saldo Inicial do Exercício	172,3
<b>Saldo Final de Caixa do Exercício</b>	<b>412,3</b>
<b>Incluindo Caução de Fundos</b>	
Caução de Fundos	(45,8)
<b>Saldo Disponível de Caixa do Exercício</b>	<b>366,5</b>

O fluxo de caixa da Elektro foi influenciado pelos seguintes fatores: (i) o efeito das reestruturações das dívidas e obrigações com as empresas do Grupo Enron, que permitiram a postergação dos pagamentos com vencimentos entre janeiro e dezembro de 2003 no montante de R\$ 230,8 milhões em moeda de 31 de dezembro de 2003, (ii) o recebimento do MAE no montante de R\$ 103,9 milhões referente a transações de compra e venda de energia realizadas entre setembro de 2000 e dezembro de 2002 e (iii) o recebimento da primeira parcela do empréstimo concedido às distribuidoras pelo BNDES no montante de R\$ 47,8 milhões, nos

termos do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, criado pelo Governo Federal (equivalendo à compensação do efeito financeiro do adiamento do repasse da CVA para as tarifas, conforme Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003).

Desconsiderando o efeito de receitas e despesas que não impactaram o fluxo de caixa, a Elektro apresentou um lucro líquido ajustado de R\$ 321,6 milhões no encerramento do ano. Depois de consideradas as variações do capital de giro operacional, a geração operacional de caixa foi de R\$ 447,6 milhões.

Ao longo do ano de 2003, foram realizadas amortizações de dívidas no montante de R\$ 147,5 milhões e novas captações de R\$ 49,6 milhões. Para aquisições de imobilizado a Elektro destinou R\$ 150,8 milhões.

A Elektro apresentou uma geração líquida de caixa de R\$ 240,0 milhões, encerrando o ano com R\$ 412,3 milhões em caixa, aplicações financeiras e caução de fundos.

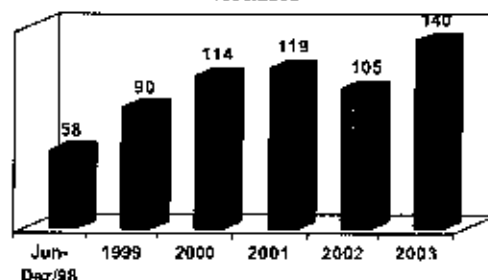
## 8. INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO

Ao longo de 2003, a Elektro investiu R\$ 150,8 milhões, sendo: (i) R\$ 139,8 milhões com recursos próprios; e (ii) R\$ 11,0 milhões com recursos de clientes.

Os principais programas de investimentos realizados com recursos próprios foram:

- ✓ **Expansão, Melhorias e Preservação do Sistema Elétrico** (R\$ 77,0 milhões): programa destinado à ligação de novos clientes, preservação da integridade física, condições de segurança e atualizações tecnológicas: (i) R\$ 31,6 milhões em preservação do sistema elétrico, (ii) R\$ 15,6 milhões em melhorias e (iii) R\$ 29,8 milhões associados à ligação de 70,8 mil novos clientes, expansão e implantação de novas subestações e respectivas linhas de transmissão, acrescentando 12,5 MVA de potência instalada, com a entrada em operação da Subestação Igaratá e 20,5 MVA de potência em ampliações em 7 subestações;
- ✓ **Veículos** (R\$ 11,2 milhões): renovação de mais de 30% da frota operacional;
- ✓ **Universalização** (R\$ 9,7 milhões): Lei nº 10.438 de abril de 2002, que determina o atendimento de novas ligações e aumento de carga sem ônus ao cliente; e
- ✓ **Programas Rurais** (R\$ 9,1 milhões): projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizaram o fornecimento de energia elétrica a 3.576 pequenas e médias propriedades em 2003, através do desenvolvimento dos programas: (i) "Luz da Terra," previsto no Contrato de Concessão e coordenado pela Comissão de Eletrificação Rural do Estado de São Paulo, e (ii) "Luz no Campo," coordenado pelas Contrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS.

Evolução dos Investimentos - R\$ Milhões  
1998/2003



Os investimentos realizados com participação financeira e doações de clientes foram direcionados para expansão do sistema. Estes recursos e doações não representam saídas do caixa da Elektro, mas o investimento realizado compõe o ativo da empresa.

## 9. DESEMPENHO OPERACIONAL

Indicadores Técnicos <sup>(1)</sup>

	31.12.98	31.12.99	31.12.00	31.12.01	31.12.02	31.12.03	Padrão ANEEL 2003
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)	10,98	9,41	9,88	9,55	9,10 <sup>(2)</sup>	9,85	10,05
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções)	8,92	8,57	8,22	7,89	7,51 <sup>(2)</sup>	7,72	8,25
Perdas de Energia	7,07%	6,58%	6,33%	6,16%	7,02%	7,71%	

(1) Índices considerando os últimos 12 meses.

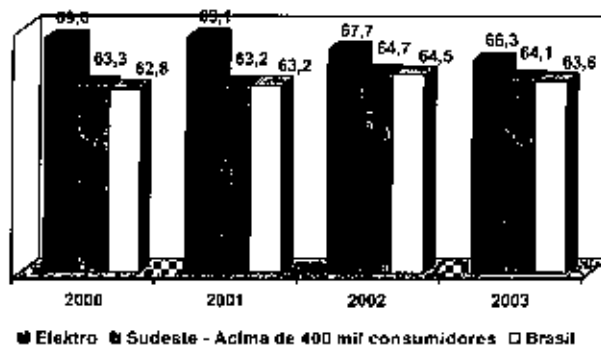
(2) Os indicadores de 31/12/2002 não foram afetados pelo blackout ocorrido em janeiro de 2002, nem a análise vencível e temporária efetuadas em setembro de 2002. Caso não ocorridos, os indicadores DEC e FEC seriam 11,39 e 8,95, respectivamente.

Os valores apurados dos indicadores técnicos (DEC e FEC) apresentam resultados melhores do que os padrões estipulados pela ANEEL, valorizando o desempenho operacional da Elektro. Destaque para o resultado da FEC, que atingiu o melhor valor da história da empresa.

O acréscimo das perdas de energia acumulado dos últimos 12 meses em relação aos valores anteriormente verificados deve-se ao aumento das perdas comerciais, ainda reflexo do racionamento. A Elektro implementou ao longo de 2003 um plano de ação fortemente focado na redução de perdas, cujos reflexos positivos foram observados no último trimestre do ano. Este plano será intensificado em 2004.

Como reflexo de seus investimentos e da evolução dos indicadores técnicos, a Elektro tem mantido posição de destaque entre as distribuidoras de energia elétrica do Sudeste com mais de 400 mil consumidores e no Brasil, no que diz respeito à qualidade dos serviços prestados, conforme demonstrado pelo Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), calculado através de pesquisa de satisfação no atendimento ao consumidor realizada pelo Instituto Vox Populi:

Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)



## 10. RECURSOS HUMANOS

O desempenho operacional é também reflexo da qualidade e dedicação de seus profissionais.

Para isso, a Elektro tem um forte comprometimento com o desenvolvimento, sendo que, em 2003, investiu mais de R\$ 2 milhões em treinamento, com uma carga horária média de 63,2 horas de treinamento por empregado (29,2% superior a 2002).

A segurança de seus colaboradores continua sendo o primeiro valor da empresa, sendo que diversas ações ocorridas em 2003 demonstram esse compromisso e permitem à empresa continuar obtendo excelentes índices de segurança.

Em 2003, a Elektro ampliou o seu conceito de segurança, com a incorporação por parte das CIPAs das Condições de Trabalho, Saúde e Meio Ambiente, passando a denominar-se CCTSMA.

Dando ênfase à segurança nas empresas prestadoras de serviços, a Elektro promoveu o II Encontro de Gestão de Segurança Elektro e Empresas Prestadoras de Serviços, objetivando estabelecer o seu padrão de segurança nestas empresas.

A Elektro foi ainda signatária da Convenção Coletiva de Segurança e Saúde no Trabalho do Setor Elétrico do Estado de São Paulo, processo negociado tripartite de entendimento consensual entre governo, empresas e trabalhadores na busca de políticas, diretrizes e outras ações de segurança e saúde no trabalho.

Foram realizados cursos e treinamentos para todos os colaboradores na área operacional como: (i) Responsável pela Tarefa, envolvendo 1.400 colaboradores da Elektro, e (ii) Procedimento Operativo de Rede, envolvendo 1.400 colaboradores da Elektro e 700 colaboradores de empresas contratadas. Foi promovido ainda o treinamento de Direção Defensiva com foco no comportamento, envolvendo 1.680 colaboradores.

Nenhum acidente de maior gravidade foi registrado em 2003 e os acidentes com veículos tiveram uma redução de 22%, comparados com 2002.

Foram realizados ainda vários esforços na promoção da saúde, dentre os quais: (i) Programa de Redução ao Tabagismo, (ii) Saúde da Mulher, com foco nas gestantes e com filhos pequenos, (iii) Programa de orientação para redução de colesterol, triglicérides e obesidade, (iv) ginástica laboral e (v) Incentivo à prática de atividade física e competições esportivas.

## 11. PROGRAMAS INSTITUCIONAIS

Anualmente, conforme estabelecido no Contrato de Concessão, a Elektro deve investir 1% de sua receita bruta em programas de conservação e eficiência de energia elétrica e em pesquisa e desenvolvimento.

Com isso, a Elektro mantém convênios e parcerias com universidades estaduais e federais, centros de pesquisa e empresas de consultoria especializadas, tendo realizado investimentos em pesquisa e desenvolvimento da ordem de R\$ 3,2 milhões em 2003, com 10 projetos com ênfase na melhoria do atendimento, otimização e melhoria da qualidade dos sistemas elétricos e da eficiência da operação e manutenção.

Em relação aos programas de eficiência de energia elétrica destacam-se os seguintes:

- ✓ **Elektro nas Escolas:** utiliza a metodologia do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (PROCEE) e tem como objetivo treinar os professores para ensinarem os seus alunos, de 1ª a 8ª séries, a como usar de forma segura e eficiente a energia elétrica, trazendo maior conforto e preservando o meio ambiente. Com investimentos de R\$ 320 mil, foram doados 40 mil livros didáticos e treinados 1.290 professores, atingindo 77 mil alunos em 142 instituições de ensino;
- ✓ **Projeto Reluz Elektro:** tem como objetivo deixar as cidades mais iluminadas, com um custo menor da fatura mensal de energia elétrica. Conta com financiamento da ELETROBRÁS para a troca de lâmpadas de vapor de Mercúrio por vapor de Sódio, mais eficientes quanto à luminosidade e mais econômicas para as prefeituras. Com investimentos de R\$ 5,1 milhões, sendo R\$ 3,2 milhões doados às prefeituras, mais R\$ 4,4 milhões em projetos adicionais, promoveu a troca de 119 mil lâmpadas (22% do total de lâmpadas existentes) em 143 municípios;
- ✓ **Eficiência em Instalações Industriais:** tem como objetivo oferecer um serviço para a otimização do uso de energia nas indústrias e priorizar o atendimento e desenvolvimento de trabalhos que possibilitem uma melhoria da produção, contribuindo para uma maior competitividade das empresas. Foram investidos R\$ 3,0 milhões; e

Adicionalmente, através do programa Luz de Baixa Renda (LBR), destinado à ligação de residências urbanas de baixa renda, foram beneficiados 6.688 clientes em 2003 nos municípios da área de concessão da Elektro. Do total de padrões de entrada, cabe ressaltar que 4.617 foram destinados à população residente em áreas de favela do Guarujá, regularizadas pela prefeitura do município.

A Elektro também foi premiada em relação à eficiência de energia elétrica:

- ✓ **Prêmio PROCEL 2002-2003:** conferido anualmente pela ELETROBRÁS, em caráter nacional, ao conjunto de projetos apresentados, ficando a Elektro em 1º lugar entre as distribuidoras com receita em 2002 de até R\$ 1,5 bilhão; e
- ✓ **Prêmio FIESP:** conferido anualmente às Indústrias que apresentaram os melhores projetos de eficiência energética no Estado de São Paulo. A Elektro ficou com o 1º e o 3º lugares.

## 12. PROGRAMAS SOCIAIS E BALANÇO SOCIAL

A Elektro criou em outubro de 2003 o Instituto Elektro, visando contribuir para o alinhamento das ações da dimensão social da responsabilidade empresarial da Elektro, com outras duas dimensões, a ambiental e a econômica, contribuindo para o desenvolvimento das comunidades no entorno da Elektro.

O Instituto Elektro possui três grandes áreas de atuação por meio de programas e projetos: desenvolvimento comunitário, desenvolvimento educacional e desenvolvimento sustentável.

A Elektro é certificada pela Fundação Abrinq pelos Direitos da Criança como **Empresa Amiga da Criança**, signatária do **Global Compact**, e associada ao Instituto Ethos - Empresas e Responsabilidade Social e IDELI - Instituto de Desenvolvimento de Limeira.

Foram desenvolvidas ainda ações sociais junto a entidades assistenciais e beneficentes, principalmente através da doação de energia elétrica.

As contribuições da Elektro para a sociedade totalizaram R\$ 637,4 milhões em tributos e R\$ 11,9 milhões em ações sociais como doações de energia elétrica e programas de eletrificação rural e de eficiência energética.



## Balanco Social Anual / 2003

1 - Base de Cálculo				2003 Valor (Mil reais)			2002 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)				1.785.234			1.444.877		
Resultado operacional (RO)				396.540			(754.904)		
Folha de pagamento bruta (FPB)				(151.566)			(126.030)		
2 - Indicadores Sociais Internos				Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação				7.321	-5%	0%	6.460	-5%	0%
Encargos sociais compulsórios				28.697	-19%	2%	27.352	-22%	2%
Previdência privada				3.891	-3%	0%	3.755	-3%	0%
Saúde				6.354	-4%	0%	5.300	-4%	0%
Segurança e medicina no trabalho				3.077	-2%	0%	64	0%	0%
Educação				301	0%	0%	566	0%	0%
Cultura				8	0%	0%	514	0%	0%
Capacitação e desenvolvimento profissional				1.453	-1%	0%	1.334	-1%	0%
Creches ou auxílio-creche				109	0%	0%	92	0%	0%
Participação nos lucros ou resultados				9.434	-6%	1%	8.004	-7%	1%
Outros				0	0%	0%	148	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos				69.724	-40%	3%	54.189	-43%	4%
3 - Indicadores Sociais Externos				Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação				411	0%	0%	115	0%	0%
Cultura				0	0%	0%	56	0%	0%
Saúde e saneamento				0	0%	0%	0	0%	0%
Esporte				0	0%	0%	81	0%	0%
Combate à fome e segurança alimentar				49	0%	0%	0	0%	0%
Outros				11.410	3%	1%	13.730	-2%	1%
Total das contribuições para a sociedade				11.870	3%	1%	13.987	-2%	1%
Tributos (excluídos encargos sociais)				637.373	161%	36%	541.665	-72%	38%
Total - Indicadores sociais externos				649.243	164%	36%	555.652	-74%	38%
4 - Indicadores Ambientais				Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa				307	0%	0%	103	0%	0%
Investimentos em programas e/ou projetos externos				120	0%	0%	60	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente				427	0%	0%	163	0%	0%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização dos recursos naturais, a empresa:									
( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75%									
( ) cumpre de 0 a 50% (x) cumpre de 76 a 100% ( ) cumpre de 0 a 50% (x) cumpre de 76 a 100%									
5 - Indicadores do Corpo Funcional				2003			2002		
Nº de empregados(as) ao final do período				2.307			2.217		
Nº de admissões durante o período				246			217		
Nº de empregados(as) formalizados(as)				836			788		
Nº de estagiários(as)				23			24		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos				448			207		
Nº de mulheres que trabalham na empresa				321			315		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres				6,50%			10,00%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa				N.D.			N.D.		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)				0,00%			0,00%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais				426			422		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial				2003			Metas 2004		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa				36,7			36		
Número total de acidentes de trabalho				21			17		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:				( ) direção	(X) direção e gerência	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção	(X) direção e gerência	( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e saúde no ambiente de trabalho foram definidos por:				(X) direção e gerência	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa	(X) direção e gerência	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:				( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:				( ) direção	( ) direção e gerência	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerência	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:				( ) direção	( ) direção e gerência	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerência	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:				( ) não são considerados	(X) são sugeridos	( ) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:				( ) não se envolve	( ) apoia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apoia	(X) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):				na empresa 66.477	no Procon 1.820	na Justiça 132	na empresa 60.000	no Procon N.A.	na Justiça N.A.
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:				na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 21,71%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça N.A.
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):				Em 2003: 1.688.688			Em 2002: 1.311.353		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA)				36,02% governo 7,48% colaboradores(as) 20,43% acionistas 33,01% terceiros ____% retdo			54,64% governo 7,50% colaboradores(as) 71,66% acionistas 100,52% terceiros ____% retdo		
7 - Outras informações									
Voluntários: 64% dos empregados envolvidos em ações sociais.									
Doações: 13 toneladas de alimentos; 870 brinquedos; 660 materiais de higiene/limpeza; 25 mil peças de roupas/cobertores; 40 mil livros; 3.000 materiais escolares.									
Reciclagem: 17 mil toneladas de resíduos sólidos.									
Público atendido: 300 mil pessoas diretas e 1 milhão pessoas indiretas; 105 entidades atendidas pelos empregados e 923 entidades atendidas diretamente pela Elektro.									
Cidades atendidas: 118 nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.									
Palestras: 94 mil participantes.									

## 13. INFORMAÇÕES SOBRE SERVIÇOS DA EMPRESA DE AUDITORIA INDEPENDENTE NA ELEKTRO

A *PricewaterhouseCoopers* é o auditor independente contratado pela Elektro para prestar serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações contábeis referentes aos exercícios de 2003 e 2004.

A política da Elektro de contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços não relacionados à auditoria externa se pauta em seu Código de Ética e nos princípios que preservam a independência do auditor quanto a: (i) não auditar seu próprio trabalho, (ii) não exercer funções gerenciais, e (iii) não advogar pelo seu cliente.

A Elektro celebrou com a *PricewaterhouseCoopers* em 23 de abril de 2003, contrato de Assessoria Fiscal, com validade de 1 ano e no valor de R\$ 30 mil, e em 25 de abril de 2003, contrato de revisão e preenchimento da Declaração de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ), relativa ao ano de 2002, no valor de R\$ 12,4 mil. Tais contratos representam aproximadamente 11% do valor total do contrato de auditoria. A Elektro, através do contrato de Assessoria Fiscal, efetua consultas à *PricewaterhouseCoopers* sobre os impactos nos resultados da empresa da legislação fiscal e tributária em vigor e suas respectivas modificações.

Todos os serviços prestados, que não vinculados à auditoria externa são supervisionados pela administração, ficando a autoria das decisões sempre reservada e as decisões tomadas pelos órgãos da administração, conforme os níveis de aprovação requeridos pelo estatuto da empresa.

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002**  
 (Em Milhares de Reais)

	2003	2002
<b>Ativo</b>		
<b>Circulante</b>		
<b>Disponível</b>		
Bancos .....	53.061	17.216
Aplicações financeiras (vide nota 6) .....	313.422	156.002
	<b>366.483</b>	<b>172.298</b>
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>		
Consumidores e fornecedores (vide nota 7) .....	352.911	454.965
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 8) .....	(20.144)	(33.800)
Reposicionamento tarifário (vide nota 5) .....	\$ 521	-
Energia livre (vide nota 9) .....	39.303	32.176
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento (vide nota 10) .....	53.521	67.355
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica (vide nota 11) .....	8.557	-
Almoxarifado .....	2.223	2.633
Acréscimos a fornecedores .....	2.233	3.336
Tributos a compensar .....	14.123	12.842
Despesas pagas antecipadamente:		
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA (vide nota 12) .....	32.414	5.480
Outras despesas pagas antecipadamente .....	957	1.341
Caução de fundos (vide nota 22) .....	45.776	-
Outros créditos (vide nota 13) .....	14.782	10.763
	<b>547.176</b>	<b>556.481</b>
	<b>913.659</b>	<b>728.779</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>		
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>		
Parcelamento de débito de contas de energia (vide nota 7) .....	15.336	21.758
Reposicionamento tarifário (vide nota 5) .....	52.186	-
Energia elétrica longo prazo - MAE (vide nota 7) .....	30.365	-
Energia livre (vide nota 9) .....	72.056	89.714
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento (vide nota 10) .....	89.281	106.645
Custos a recuperar - programa de racionamento de energia elétrica (vide nota 11) .....	-	9.836
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA (vide nota 12) .....	183.286	143.399
Outros .....	1.079	1.727
	<b>421.113</b>	<b>353.079</b>
<b>Permanente</b>		
Investimentos (vide nota 14.1) .....	5.040	10.159
<b>Imobilizado (vide nota 14.2)</b>		
Em serviço .....	2.078.877	1.958.056
Depreciação acumulada .....	(826.362)	(830.114)
	<b>1.173.515</b>	<b>1.127.942</b>
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda. ....	847.337	303.653
Em curso .....	73.498	52.628
	<b>2.094.350</b>	<b>2.074.223</b>
Diferido (vide nota 14.2) .....	42.373	84.714
	<b>2.141.763</b>	<b>2.169.346</b>
Passivo a descoberto .....	-	291.606
<b>Total do ativo</b>	<b>3.476.535</b>	<b>3.542.400</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002**  
 (Em Milhares de Reais)

	2003	2002
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores (vide nota 15) .....	25.425	17.745
Suprimentos de energia elétrica (vide nota 15) .....	155.971	176.107
Energia livre (vide nota 8) .....	37.726	31.001
Tributos a recolher (vide nota 16) .....	110.273	57.148
Empréstimos e financiamentos (vide nota 21) .....	81.358	90.975
Contas a pagar - acionistas ( vide nota 23) .....	138.001	482
Debêntures (vide nota 20) .....	1.420	1.338
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 22) .....	42.776	-
Encargos do consumidor (vide nota 17) .....	19.829	13.339
Salários e contribuições sociais .....	32.116	26.879
Empréstimo compulsório - ELETROBRÁS .....	6.407	8.079
Provisão para contingências ( vide nota 18) .....	84.482	85.859
Outros (vide nota 19) .....	13.133	12.371
	<b>749.917</b>	<b>503.193</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>		
Tributos a recolher (vide nota 16) .....	-	13.016
Debêntures (vide nota 20) .....	19.475	18.326
Empréstimos e financiamentos (vide nota 21) .....	240.980	263.565
Contas a pagar - acionistas ( vide nota 23) .....	380.208	518.208
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 22) .....	1.710.510	1.971.515
Energia livre (vide nota 8) .....	89.165	67.169
Plano de pensão (vide nota 34) .....	5.168	3.712
Outros .....	2.554	818
	<b>2.428.061</b>	<b>2.856.129</b>
Obrigações especiais (vide nota 24) .....	200.350	183.168
	<b>2.628.451</b>	<b>3.039.297</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social (vide nota 25.1) .....	959.455	959.455
Reservas de capital (vide nota 25.2) .....	14.058	14.058
Prejuízos acumulados (vide nota 25.3) .....	(984.346)	(1.275.119)
	<b>99.167</b>	<b>(291.606)</b>
Passivo a descoberto .....	-	231.606
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido .....</b>	<b>3.476.635</b>	<b>3.542.490</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS**  
**EM 31 DE DEZEMBRO 2003 E 2002**  
**(Em Milhares de Reais)**

	2003	2002
<b>Receitas operacionais</b>		
Clientes finais - fornecimento de energia (vide nota 26) . . . . .	2.244.183	1.878.388
Suprimento de energia (vide nota 26) . . . . .	7.898	49.183
Receita reposicionamento tarifário (vide nota 26) . . . . .	58.687	-
Energia livre (vide nota 26) . . . . .	22.384	(6.958)
Recuperação das perdas de receita do racionamento (vide nota 26) . . . . .	-	9.569
Encargos de capacidade emergencial (vide nota 26) . . . . .	64.114	39.071
Receita de uso do sistema (vide nota 26) . . . . .	29.948	9.042
Outras receitas (vide nota 26) . . . . .	18.149	13.016
	<b>2.445.362</b>	<b>1.991.291</b>
<b>Deduções às receitas operacionais</b>		
Quota para a reserva global de reversão - ROR . . . . .	(21.782)	(19.817)
Quota para a conta consumo de combustível - CCC . . . . .	(78.248)	(81.549)
Repasse de encargos de capacidade emergencial . . . . .	(50.601)	(37.191)
ICMS . . . . .	(406.834)	(334.891)
COFINS . . . . .	(73.390)	(58.742)
PIS . . . . .	(17.047)	(13.053)
IBS . . . . .	(224)	(71)
	<b>(680.127)</b>	<b>(546.414)</b>
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.765.235</b>	<b>1.444.877</b>
<b>Despesas operacionais</b>		
Pessoal (vide nota 27) . . . . .	(126.954)	(98.410)
Materiais . . . . .	(17.564)	(14.083)
Serviços de terceiros . . . . .	(67.128)	(53.221)
Energia comprada para revenda (vide nota 28) . . . . .	(1.067.687)	(952.642)
Energia livre . . . . .	(17.147)	6.704
Depreciação e outras amortizações . . . . .	(101.165)	(95.606)
Amortização do aluguel (vide nota 14.2) . . . . .	(36.315)	(25.294)
Outras (vide nota 29) . . . . .	(100.801)	(75.082)
	<b>(1.534.961)</b>	<b>(1.397.534)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>250.274</b>	<b>137.343</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>(5.358)</b>	<b>1.898</b>
<b>Resultado financeiro (vide nota 30)</b>	<b>151.826</b>	<b>(894.145)</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>396.542</b>	<b>(754.804)</b>
<b>Resultado não operacional (vide nota 31)</b>	<b>(6.600)</b>	<b>(10.251)</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) antes da contribuição social e do imposto de renda</b>	<b>389.942</b>	<b>(765.055)</b>
Imposto de renda (vide nota 32) . . . . .	(24.553)	-
Contribuição social (vide nota 32) . . . . .	(8.019)	-
Imposto de renda diferido (vide nota 32) . . . . .	-	(132.457)
Contribuição social diferida (vide nota 32) . . . . .	-	(42.206)
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício</b>	<b>357.282</b>	<b>(939.718)</b>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício por lote de mil ações - R\$</b>	<b>2,59</b>	<b>(6,82)</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO  
 PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002  
 (Em Milhares de Real)**

	<b>Capital Social subscrito e integralizado</b>	<b>Reservas de Capital</b>	<b>Prejuízos Acumulados</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2001.....</b>	<b>969.455</b>	<b>14.058</b>	<b>(335.341)</b>	<b>648.172</b>
Prejuízo do exercício (vide nota 25.3).....	-	-	(939.778)	(939.778)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2002.....</b>	<b>969.455</b>	<b>14.058</b>	<b>(1.275.119)</b>	<b>(291.606)</b>
Ajuste de exercício anterior (vide nota 25.3).....	-	-	33.481	33.481
Lucro líquido do exercício (vide nota 25.3).....	-	-	357.282	357.282
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2003.....</b>	<b>969.455</b>	<b>14.058</b>	<b>(884.346)</b>	<b>99.167</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO 2003 E 2002**  
 (Em milhares de reais)

	2003	2002
<b>Origens dos recursos</b>		
<b>Das operações sociais</b>		
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício:</b>	<b>357.282</b>	<b>(939.778)</b>
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante:		
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento.....	-	3.583
Energia livre.....	(5.237)	251
Reposicionamento tarifário (diferido).....	(52.106)	-
Custos de compensação de itens da parcela A (diferido).....	(16.522)	(85.157)
Reclassificação tarifária de clientes baixa renda.....	2.034	-
Resultado da equivalência patrimonial.....	5.358	(1.898)
Depreciação e outras amortizações.....	121.250	95.833
Amortização do Igo.....	35.315	26.794
Valor residual do ativo permanente baixado.....	11.351	16.536
Amortização da variação cambial diferida.....	42.207	42.207
Juros e variações monetárias de longo prazo.....	(223.590)	800.051
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	-	174.852
	<b>261.902</b>	<b>186.545</b>
<b>De terceiros</b>		
Transferências de realizável para circulante:		
Custo de compensação de itens da parcela A (diferido).....	52.414	-
Perdas de receita do racionamento.....	38.712	67.061
Energia livre.....	34.167	-
Custos a recuperar - programa emergencial.....	5.838	(1.837)
Parcelamento de custos de energia.....	5.078	(11.700)
	<b>120.978</b>	<b>53.524</b>
Ingressos de recursos no ativo de longo prazo:		
Empréstimos e financiamentos.....	49.546	183.781
Plano de pensão.....	1.457	(4.725)
Tributos a receber.....	-	18.422
Obrigações especiais.....	4.919	15.333
	<b>65.822</b>	<b>210.424</b>
<b>Total dos recursos obtidos</b>	<b>448.702</b>	<b>490.492</b>
<b>Aplicações de recursos</b>		
<b>No realizável a longo prazo</b>		
Por transferência do circulante para o realizável a longo prazo.....	30.306	-
Outras contas a receber.....	(548)	944
	<b>29.757</b>	<b>944</b>
<b>No ativo permanente</b>		
Imobilizado.....	150.831	123.647
Recuperação de equipamentos.....	8.640	5.831
	<b>159.471</b>	<b>129.478</b>
Por transferências de realizável a longo prazo para o circulante.....	308.769	107.395
Ajuste de exercício anterior - oferta ao P.S. e Offins.....	1.520	-
Redução de empréstimos e financiamentos.....	9.936	3.702
<b>Total das aplicações</b>	<b>509.526</b>	<b>241.606</b>
<b>Aumento (diminuição) no capital circulante líquido.....</b>	<b>(60.824)</b>	<b>248.886</b>
<b>Ativo circulante</b>		
<b>No início do exercício.....</b>	<b>779.768</b>	<b>480.399</b>
<b>No fim do exercício.....</b>	<b>718.944</b>	<b>729.285</b>
	<b>(60.824)</b>	<b>248.886</b>
<b>Passivo circulante</b>		
<b>No início do exercício.....</b>	<b>553.193</b>	<b>465.292</b>
<b>No fim do exercício.....</b>	<b>748.917</b>	<b>504.826</b>
	<b>245.724</b>	<b>39.534</b>
<b>Aumento (diminuição) no capital circulante líquido.....</b>	<b>(60.824)</b>	<b>208.886</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS  
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002****1. CONTEXTO OPERACIONAL****1.1. OPERAÇÃO**

A Elektro Eleticidade e Serviços S.A., concessionária do serviço público, atua na distribuição de energia elétrica em 228 municípios, dos quais 223 no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul.

O contrato de concessão da Elektro foi assinado em 27 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 30 anos, podendo ser prorrogado, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL, por prazo adicional de, no máximo, 30 anos.

Os negócios da Sociedade, incluindo os serviços que presta e tarifas cobradas são, em geral, regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

**1.2. PROCESSO DE REORGANIZAÇÃO DA ENRON SOB O CAPÍTULO 11 DA LEI DE FALÊNCIAS****1.2.1 Histórico do Processo**

Em 2 de dezembro de 2001, a Enron Corp. (Enron) e algumas de suas afiliadas (conjuntamente com a Enron, os Devedores) iniciaram um processo de proteção falimentar com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos.

Ao longo de 2002 e início de 2003 foram avaliadas várias opções dentro deste processo, inclusive a possibilidade de transferir certos ativos operacionais para uma nova empresa, segregada da Enron. A Elektro estaria incluída entre os ativos operacionais que seriam transferidos para esta nova empresa. Também foi considerada a possibilidade de se venderem os principais negócios ou participações acionárias controladas pela Enron. Nesta última alternativa, a Elektro foi incluída em processo de venda anunciado através do Comunicado ao Mercado publicado em 28 de agosto de 2002.

Posteriormente, através de Fato Relevante publicado pela Elektro, nos termos da Instrução CVM 358/02, em 9 de maio de 2003, foi informado que o Conselho de Administração da Enron decidiu: (i) encerrar o processo de venda de alguns de seus principais ativos, incluindo-se a Elektro, e (ii) criar uma nova companhia internacional de energia composta pela maioria de seus ativos não localizados nos Estados Unidos relacionados à infra-estrutura de energia, sendo a Elektro um dos ativos que poderá integrar esta nova companhia, atualmente denominada Prisma Energy International Inc. (Prisma).

Esta decisão foi baseada na conclusão de que a transferência destes ativos para a Prisma apresenta-se como o meio mais eficaz para se preservar o valor desses ativos em benefício dos credores da Enron e de suas afiliadas.

A Enron e algumas de suas afiliadas, com o apoio do Comitê Oficial de Credores Quirografários (Official Unsecured Creditors Committee) da Enron, e do Examinador Independente do processo (nomeado pelo juiz da Corte de Falências de Nova Iorque), submeteram à aprovação da Corte de Falências do Distrito Sul de Nova Iorque (Corte de Falências), um plano conjunto dos Devedores (conhecido com seus vários aditamentos, como o Plano) com base no Capítulo 11 e o seu respectivo Memorando de Informações. O Plano contempla a criação da Prisma, conforme descrito acima e a transferência de ativos para a Prisma, bem como outras opções que a Enron poderá considerar para tais ativos. O Plano e o Memorando de Informações protocolados na Corte de Falências podem ser acessados no site [www.enron.com](http://www.enron.com).



Após audiência pública, em 9 de janeiro de 2004, a Corte de Falências aprovou o Memorando de Informações, confirmando que este contém informações suficientes para permitir que um reclamante ou parte interessada no processo vote contra ou a favor do plano e estabelecendo procedimentos para o encaminhamento das solicitações de voto. Posteriormente ao processo de solicitação, é esperado que a aprovação do Plano ocorra ao longo do primeiro semestre de 2004, após a realização de mais uma audiência pública.

Em 16 de março de 2004, a ANEEL através da Resolução Autorizativa nº 109 aprovou a proposta de transferência do controle societário indireto da Elektro, do Grupo Enron, para a Prisma.

### 1.2.2 Descrição da Prisma

A Prisma é uma empresa que foi constituída nas Ilhas Cayman, em 24 de junho de 2003, e atualmente é controlada integralmente pela Enron. O Plano contempla que a Prisma deverá deter participações integrais ou parciais dos Devedores nos ativos, localizados fora dos Estados Unidos, de distribuição de energia elétrica, gás natural, gasodutos e geração de energia.

No momento a Prisma não possui nenhum ativo operacional. As esperadas transferências destes ativos para a Prisma somente ocorrerão após a obtenção das aprovações necessárias de terceiros e depois que a transferência dos ativos seja aprovada pela Corte de Falências. Com a transferência dos ativos para a Prisma, prevista no Plano, as suas operações deverão ter as seguintes características:

- ✓ faturamento consolidado estimado para 2004 em US\$ 854 milhões;
- ✓ ativos consolidados estimados para 2004 em US\$ 1,7 bilhão;
- ✓ cerca de 7.900 empregados;
- ✓ Estar operando em 14 países;
- ✓ Cerca de 90.000 Km de linhas de distribuição de energia elétrica;
- ✓ Cerca de 15.000 Km de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural;
- ✓ Cerca de 2.100 MW de capacidade de geração de energia elétrica; e
- ✓ Atender a 6,5 milhões de clientes de eletricidade, gás e gás liquefeito de petróleo.

A Prisma será administrada por um Conselho de Administração independente. A designação dos seus membros é discutida com o Comitê de Credores Quirografários.

## 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As Demonstrações Contábeis foram elaboradas adotando-se as práticas contábeis emanadas da Legislação Societária Brasileira, disposições da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, normas de legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, assim como orientações específicas do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e Instituto dos Auditores Independentes do Brasil - IBRACON.

De acordo com determinação do Conselho Federal de Contabilidade (Resolução CFC nº 847/99), o patrimônio líquido negativo em 31 de dezembro de 2002 foi apresentado no ativo como passivo a descoberto.

A ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo através da Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que contém: o plano de contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas e financeiras. As normas contidas no referido manual vêm sendo aplicadas desde 1º de janeiro de 2002.

Na elaboração das demonstrações contábeis é necessário utilizar estimativas para contabilizar certos ativos, passivos e outras transações. As demonstrações contábeis da companhia incluem, portanto, estimativas referentes à seleção das vidas úteis do ativo imobilizado, provisões necessárias para passivos contingentes e outras similares. Os resultados reais podem apresentar variações em relação às estimativas.

### 3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

#### 3.1. Práticas contábeis específicas

##### a. Juros, encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em função do disposto na instrução contábil nº 6.3.10 – Imobilizado item 4, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros, demais encargos financeiros e efeitos inflacionários, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros efetivamente aplicados nas obras em andamento, estão registrados no imobilizado em curso.

##### b. Custos indiretos de obras em andamento

São apropriados mensalmente às imobilizações em curso mediante rateio dos gastos administrativos.

##### c. Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA

Em conformidade com as Resoluções ANEEL nºs 491 a 495, de 20 de novembro de 2001, nº 72, de 7 de fevereiro de 2002 e nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, a Sociedade reconhece os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes à Parcela A, tais como classificados no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (vide nota 12).

#### 3.2. Práticas contábeis gerais

##### a. Disponibilidades

O saldo inclui aplicações financeiras que são registradas ao custo acrescido de juros e das variações das taxas dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI ou das variações das taxas do dólar norte americano, até 31 de dezembro de 2003 e 2002.

##### b. Consumidores

As contas a receber incluem os valores referentes ao fornecimento de energia elétrica faturados e a receita referente à energia elétrica fornecida e não faturada.

##### c. Operações no Mercado Atacadista de Energia - MAE

As operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado Atacadista de Energia - MAE e os Encargos de Serviços do Sistema - ESS, são contabilizadas com base em relatórios disponibilizados pelo MAE e por estimativa elaborada pela administração.

##### d. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Constituída em montante julgado suficiente pela Administração para cobertura de eventuais perdas com as contas a receber e em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.

##### e. Almoxarifados

Os materiais em almoxarifado são avaliados pelo custo médio de aquisição, acrescido dos gastos de manutenção e aferição, e classificados em razão da sua aplicação em obras em curso no ativo permanente ou no ativo circulante, quando para manutenção.

**f. Investimento**

O investimento na controlada Terraço Investments Ltd., com sede no exterior, é registrado pelo método da equivalência patrimonial. As demonstrações contábeis da empresa controlada são convertidas pela taxa do dólar norte-americano na data do balanço. A controlada adota práticas contábeis consistentes com as da controladora.

**g. Ativo Imobilizado****Imobilizado**

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição ou construção acrescido de encargos financeiros, variações monetárias dos empréstimos e financiamentos vinculados ao período de sua formação, deduzido da depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear, pelas taxas indicadas na nota 14.2.

**Ágio na incorporação da controladora Terraço Participações Ltda.**

A parcela do ágio referente à mais valia do imobilizado, é amortizada em 20 anos, pelo prazo médio da vida útil do imobilizado, conforme nota 14.2.

Para atender aos Ofícios ANEEL 936-SFF/ANEEL e 1010-SFF/ANEEL, de, respectivamente, 24 de setembro de 2002 e 17 de outubro de 2002, o ágio – expectativa de rentabilidade futura, foi reclassificado do ativo diferido para o imobilizado – intangível. A CVM através do Ofício 147/03, de 14 de março de 2003 manifestou sua concordância quanto a essa reclassificação.

A parcela do ágio referente à expectativa de rentabilidade futura foi amortizada à taxa de 10% a.a., de janeiro de 1999 a dezembro de 2001. A taxa de amortização do ágio aplicada no exercício de 2003 é baseada no Ofício nº 393/2003-SFF/ANEEL, de 20 de março de 2003, conforme detalhado na nota 14.2.

A ANEEL através do Ofício nº 2182/2003 – SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2003 ratificou as taxas de amortização aplicadas pela Elektro nos exercícios de 1999 a 2003, bem como, redefiniu a nova curva de amortização que deverá ser aplicada para o período de 2004 a 2028.

**h. Diferido**

A Sociedade optou pelo diferimento das variações cambiais decorrentes dos ajustes dos valores em reais de obrigações e créditos em moeda estrangeira, registradas no exercício de 2001, em conformidade com as Deliberações CVM nº 404, de 27 de setembro de 2001 e nº 409, de 1º de novembro de 2001. A amortização é calculada pelo método linear em 4 anos a partir do exercício de 2001 ou proporcional à liquidação das obrigações ou créditos em moeda estrangeira. (vide nota 14.2).

**i. Passivos circulantes e exigível a longo prazo**

São demonstrados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, das variações nas taxas de câmbio e das variações monetárias incorridas.

**j. Ativos e passivos vinculados à moedas estrangeiras ou sujeitos à atualização monetária**

Estão atualizados com base na cotação das respectivas moedas nas datas de encerramento do balanço ou com base nos índices previstos contratualmente.

**k. Plano de pensão**

A Sociedade contabiliza o ajuste do compromisso atuarial referente ao Fundo de Pensão dos Empregados em decorrência da aplicação do pronunciamento IBRACON NPC 26 – “Contabilização de benefícios a empregados”, aprovado através da Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000 (vide nota 34).

**l. Apuração do resultado**

O resultado é apurado pelo regime de competência.

**m. Lucro/prejuízo por ação**

É calculado com base no número de ações em circulação na data do balanço.

**n. Fluxo de caixa**

Elaborado de acordo com a Norma o Procedimento de Contabilidade NPC 20 do IBRACON e em atendimento ao Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e tem por finalidade de apresentar as entradas e saídas de caixa da companhia no exercício.

**o. Demonstração do valor adicionado**

Elaborado de acordo com o Ofício Circular CVM nº 01/00 e em atendimento ao Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e tem por finalidade apresentar o resultado do exercício do ponto de vista de geração e distribuição de riquezas da companhia.

**p. Demonstração dos resultados segregado por atividade**

Elaborado de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e tem por finalidade apresentar o resultado segregando a atividade de distribuição e as atividades não vinculadas ao serviço concedido.

**4. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO**

Em dezembro de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), as distribuidoras e as geradoras de energia concluíram o Acordo Geral do Setor Elétrico visando a recomposição das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica que ocorreu de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi assinado em 04 de julho de 2002.

A Lei 10.438, que reflete as condições gerais estabelecidas nas negociações setoriais, foi aprovada pelo Congresso Nacional e sancionada pelo Presidente da República em 26 de abril de 2002.

A Resolução nº 91 da GCE e Resolução nº 635 da ANEEL, ambas publicadas em 21 de dezembro de 2001, determinaram a Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001, visando a recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, da Energia Livre e das variações dos valores de itens da Parcela A.

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, retificou o montante homologado pela Resolução ANEEL nº 483, de 29 de agosto de 2002 referente ao valor de repasse da Energia Livre, alterou o prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da Elektro de 59 meses para 58 meses a contar a partir de 27 de dezembro de 2001 e excluiu a Compensação e Variações de Valores de Itens da Parcela "A" do prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica previsto no artigo 4º da Lei 10.438, de abril de 2002.

A recuperação dos valores referentes à Compensação e Variações de Valores de Itens da Parcela "A" se dará imediatamente após a recuperação das perdas decorrentes do racionamento através da prorrogação da Recomposição Tarifária Extraordinária pelo prazo que for necessário.

Os reflexos deste acordo e das resoluções da ANEEL estão reconhecidos e demonstrados nas seguintes notas explicativas:

- Nota 9 - Energia Livre;
- Nota 10 - Recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento;
- Nota 11 - Custos a recuperar - Programa de Racionamento de Energia Elétrica; e
- Nota 12 - Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA.

**5. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA**

Conforme previsto no Contrato de Concessão, em 27 de agosto de 2003, a ANEEL homologou pela primeira vez o processo de revisão tarifária da Elektro. Este processo tem a finalidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar aos consumidores os ganhos de produtividade da Concessionária.

Os principais parâmetros utilizados para a revisão tarifária incluem:

- (i) a definição da base de ativos sobre a qual incidirão o custo médio ponderado do capital e a taxa de depreciação regulatória;
- (ii) a adoção do método de valor de reposição a valor de mercado para se determinar esta base;
- (iii) o nível de custos operacionais adequado para a prestação do serviço e
- (iv) a definição do fator X, índice que permite repasse de ganhos de produtividade a clientes finais nos próximos 3 anos.

A metodologia definida pela ANEEL também estabelece que o índice de reposicionamento tarifário de 2003 deverá ser limitado ao índice nos moldes do reajuste tarifário que a empresa teria direito, repasse dos custos da Parcela A e atualização da Parcela B pelo IGP-M, ficando o restante parcelado a partir de 28 de agosto de 2004 até a data da próxima revisão em 27 de agosto de 2007.

Através da Resolução nº 429, de 26 de agosto de 2003, a ANEEL homologou o reposicionamento tarifário provisório da Elektro em 27,93%, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos moldes da Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002.

O percentual referente ao reposicionamento tarifário provisório homologado pela ANEEL à Elektro foi de 27,93%, sendo que 20,25% foram aplicados a partir de 27 de agosto de 2003 e 7,68%, equivalente a R\$ 170.421 mil, será recomposto nos próximos três reajustes tarifários anuais de 2004 a 2006, conforme Nota Técnica nº 127/2003 da ANEEL.

O percentual a ser acrescido à tarifa nos próximos reajustes anuais constitui um ativo regulatório e é reconhecido como receita a partir da data em que passou a vigorar o reajuste tarifário (27 de agosto de 2003), considerando o cálculo pro-rata dia, sobre o valor fixado pela ANEEL na Resolução nº 429, de 26 de agosto de 2003, e Ofício Circular nº 267/2004, de 16 de fevereiro de 2004 em observância do regime de competência. Em 31 de dezembro de 2003 a sociedade já havia reconhecido o total de R\$ 58.687 mil, do qual, R\$ 19.562 mil no curto prazo e R\$ 39.125 mil no longo prazo, referente ao período de 27 de agosto de 2003 a 31 de dezembro de 2003.

O fator "X" homologado pela ANEEL à Elektro foi de 2,38%, e deverá ser aplicado anualmente nos reajustes tarifários como índice redutor do IGP-M a partir de 2004 até a nova revisão tarifária em 2007. O fator X ainda poderá ser alterado em função: (i) da avaliação da empresa pelos consumidores no índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASO) em 2003 e (ii) do cálculo de correção do componente "mão-de-obra" dos custos gerenciáveis das empresas.

## 6. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os valores registrados em aplicações financeiras estão compatíveis com o valor de mercado dos mesmos, podendo ser resgatados a qualquer momento.

○ cronograma abaixo refere-se às datas de vencimentos dos investimentos.

Vencimentos					
Saldos em R\$ mil					
31/12/2003			31/12/2002		
Ano	CDB/CDI*	Fundos de Inv.**	Total	Ano	Total
2004	22.824	268.244	291.068	2003	47.583
2005	3.928	11.510	15.438	2004	87.246
2006	6.910	-	6.916	2005	20.253
<b>Total</b>	<b>33.668</b>	<b>279.754</b>	<b>313.422</b>	<b>Total</b>	<b>155.082</b>

\* Os Certificados de Depósito Bancário - CDB - estão indexados à variação média de 101,7% a.a. das taxas diárias dos Certificados de Depósito Interbancário (CDI).

\*\* Fundo de Investimento Financeiro Exclusivo (FIF) com a seguinte composição:

- 72,8% em Títulos Públicos Federais (NBC-E e NTN-D) indexados à variação do dólar norte americano mais juros médios de 3,15% a.a.;
- 27,2% em títulos privados indexados à variação média de 101,9% do CDI e a variação do dólar norte-americano mais juros de 6% a.a..

## 7. CONTAS A RECEBER – CONSUMIDORES, SUPRIDORES, PARCELAMENTO DE DÉBITO E ENERGIA ELÉTRICA LONGO PRAZO

Classes	R\$ mil						31/12/2002
	31/12/2003						
	Nº Total de (*)	Vencidos			TOTAL		
	Consumidores até 30 dias	(+) 30 dias	A Vencer	C.Prazo	L. Prazo	TOTAL	TOTAL
Residencial.....	1.584.750	28.118	3.813	42.811	74.742	-	74.742
Industrial.....	25.042	8.437	11.067	9.103	20.597	-	28.597
Comercial.....	125.353	0.440	1.031	11.257	21.346	-	21.346
Rural.....	86.525	1.780	285	4.732	6.325	-	6.925
Poder Público.....	13.957	1.786	5.200	4.535	7.529	-	7.529
Iluminação Pública.....	1.628	2.868	2.232	4.587	9.788	-	9.788
Serviço Público.....	2.126	1.136	436	3.593	5.224	-	5.224
Parcelamentos de débitos.....	-	2.782	8.207	33.359	41.978	15.900	57.878
Receitas não liquidadas.....	-	-	-	196.529	186.525	-	186.525
(-) Acreditadas em processo de classificação.....	-	-	-	(1.112)	(1.112)	-	(1.112)
Total de consumidores a parcelamento.....	1.919.421	54.984	27.045	289.416	351.442	15.900	387.342
Fornecedores							
Mercado atacadista de energia - MAE.....	-	-	-	-	-	-	-
Venda de energia.....	-	-	-	1.186	1.186	26.344	27.540
Recompra de contratos iniciais.....	-	-	-	273	273	4.321	4.594
Contratos bilaterais.....	-	-	-	1.469	1,465	30,365	31,834
Total de fornecedores.....	-	-	-	1,469	1,988	30,985	31,834
Total.....	1.919.421	54.984	27.045	290.879	352.511	46.265	399.176

(\*) Não auditados pelos auditores independentes

O montante a receber de R\$ 27.540 mil refere-se às vendas e compras de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 e R\$ 4.294 mil referem-se à recompra de sobras de energia elétrica de contratos iniciais no período de março a dezembro de 2002.

Em janeiro de 2004, a Elektro fechou acordo de parcelamento com agente integrante do MAE para o recebimento do montante de R\$ 5.054 mil. Esse valor refere-se à inadimplência relativa às transações de compra e venda de energia no MAE, sendo que a primeira parcela foi recebida em janeiro de 2004.

#### 8. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

A Elektro tem registrado como provisão para créditos de liquidação duvidosa em 31 de dezembro de 2003, o montante de R\$ 30.144 mil (R\$ 33.800 mil em 31 de dezembro de 2002), montante este julgado suficiente pela Administração para cobertura de prováveis perdas.

Tipos de créditos	Valores em R\$ mil	
	2003	2002
Residencial.....	5.858	7.863
Industrial.....	6.675	6.906
Comercial.....	1.472	2.194
Rural.....	223	326
Poder público (federal, estadual e municipal)...	260	387
Iluminação pública.....	4.645	5.630
Parcelamento prefeitura municipal.....	8.832	8.753
Parcelamento privado.....	2.379	1.741
<b>Total.....</b>	<b>30.144</b>	<b>33.800</b>

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa é constituída também em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.

## 9. ENERGIA LIVRE

Energia livre é aquela produzida por unidades geradoras não comprometidas com os Contratos Iniciais de Suprimento de Energia e que substituem a geração das usinas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Durante a vigência do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determinou uma redução acentuada na geração das usinas participantes do MRE, resultando em exposição financeira dessas geradoras com relação às usinas produtoras de energia livre.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu o limite de R\$ 49,26/MWh para as exposições dos geradores participantes do MRE com relação às compras de energia livre durante o período do racionamento. A diferença entre os preços do MAE vigentes à época do racionamento e o limite citado acima, devida às unidades geradoras produtoras de energia livre, será reembolsada pelas distribuidoras mensalmente através de um percentual a incidir sobre os recursos efetivamente recebidos através da RTE, em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001, e repassada às tarifas de fornecimento de energia do clientes finais.

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, retificou o valor homologado pela Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, referente a Energia Livre, passando o valor total a ser repassado pela Elektro de R\$ 101.890 mil para R\$ 115.318 mil, a valores de 28 de fevereiro de 2002. O referido ajuste foi reconhecido em dezembro de 2003.

A Sociedade tem registrado contabilmente, em 31 de dezembro de 2003, o saldo a receber de R\$ 111.359 mil (R\$ 39.303 mil no ativo circulante e R\$ 72.056 mil no realizável a longo prazo), e a pagar de R\$ 106.891 mil (R\$ 37.726 mil no passivo circulante e R\$ 69.165 mil no exigível a longo prazo), líquido de PIS, COFINS, CPMF, taxa de fiscalização da ANEEL e percentual destinado a pesquisa e desenvolvimento (1% da receita bruta), conforme previsto na Resolução ANEEL nº 89, de 25 de fevereiro de 2003.

Através da RTE o montante de Energia Livre está sendo recuperado a partir de fevereiro de 2003 e repassado às geradoras desde março de 2003, tendo seu término estimado pela Sociedade para setembro de 2006. Esse repasse corresponde a 36,186% do valor arrecadado mensalmente através da RTE.

	R\$ mil					
	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
<i>Saldo em 31/12/2002</i> .....	32.776	69.774	101.890	31.001	87.989	98.970
<i>Transferências</i> .....	34.718	(34.718)	-	28.371	(28.371)	-
<i>Ajuste no exercício de 2003</i> .....	-	22.384	22.384	-	17.147	17.147
<i>Atualização pela Selic até 31/12/2003</i> .....	7.084	14.577	17.661	2.527	14.223	16.847
<i>Amortização do exercício</i> .....	(30.278)	-	(30.278)	(28.273)	-	(28.273)
<i>Saldo em 31/12/2003</i> .....	<b>39.303</b>	<b>72.056</b>	<b>111.359</b>	<b>37.726</b>	<b>69.165</b>	<b>106.891</b>



**10. RECUPERAÇÃO DAS PERDAS DE RECEITA DECORRENTES DO PROGRAMA DE RACIONAMENTO**

A metodologia de apuração dos valores a serem recuperados a título de perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica foi regulamentada através da Resolução ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002, e sua contabilização foi realizada conforme o estabelecido pela ANEEL através da Resolução nº 72, de 7 de fevereiro de 2002.

O valor homologado pela ANEEL referente às perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, totalizou R\$ 219.184 mil. O equivalente a 90% deste montante (R\$ 197.266 mil) foi financiado pelo BNDES (vide nota 21).

O saldo das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica está sendo amortizado através da RTE. Essa amortização teve início em janeiro de 2002, tendo seu término estimado pela Sociedade em agosto de 2006. Até 31 de dezembro de 2003, foram amortizados R\$ 140.640 mil, sendo R\$ 61.045 mil no exercício de 2003.

<b>Descrição</b>	<b>Valores R\$ mil</b>
Saldo líquido das perdas de receita decorrentes do racionamento em 31/12/2002	173.999
Atualização do exercício pela taxa Selic 31/12/2003.....	35.848
	209.847
Amortização do exercício.....	(61.045)
	148.802
<b>Saldo do Curto Prazo.....</b>	<b>59.521</b>
<b>Saldo do Longo Prazo.....</b>	<b>89.281</b>
<b>Saldo líquido em 31/12/2003.....</b>	<b>148.802</b>

**11. CUSTOS A RECUPERAR – PROGRAMA DE RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

O valor de R\$ 6.557 mil (R\$ 9.836 mil em 31 de dezembro de 2002 registrado no realizável a longo prazo) representa os gastos vinculados à implementação das ações necessárias à execução do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, contabilizados em conformidade com a Resolução ANEEL nº 299, de 27 de julho de 2001. Esse valor é composto, principalmente, pelos gastos do pessoal disponibilizado no gerenciamento do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, implementações nos sistemas de faturamento / recebimento e mão de obra contratada para atendimento a clientes durante o racionamento. O Ofício ANEEL nº 154, de 28 de março de 2003, homologou o valor que está sendo repassado às tarifas de fornecimento de energia elétrica desde o reajuste tarifário anual em 27 de agosto de 2003, por um período de 12 meses. Até o final do exercício de 2003 foi amortizado o montante de R\$ 3.279 mil.

**12. CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÕES DE VALORES DE ITENS DA PARCELA A - CVA**

O saldo de R\$ 192.680 mil, existente em 31 de dezembro de 2003, demonstrado no quadro abaixo, refere-se ao reconhecimento dos efeitos econômicos e financeiros das variações dos custos da Parcela A e CVA, previstos no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, em conformidade com a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, Portaria Interministerial nº 25 dos Ministérios de Estado da Fazenda e de Minas e Energia, de 24 de janeiro de 2002, Resoluções ANEEL nº 12, de 7 de fevereiro de 2002 e nº 90, de 18 de fevereiro de 2002.

Descrição	R\$ mil				
	Circulante CVA	Longo Prazo		Total	
		CVA	PARCELA A	2003	2002
Custo da energia de Ilhaçu .....	10.730	(7.135)	36.791	40.306	76.847
Transporte de energia - Ilhaçu .....	7	342	164	513	232
Transporte de energia .....	(734)	-	1.540	806	1.640
Energia comprada .....	-	-	3.055	3.055	3.055
Encargos de conexão .....	-	-	717	717	717
Encargos de serviço de sistema - ESS .....	15.543	36.536	-	52.079	34.099
QNS - Uso da rede básica .....	-	1.918	-	1.918	2.684
<b>Subtotal diferido de energia comprada (vide nota 28) ..</b>	<b>25.546</b>	<b>31.661</b>	<b>42.267</b>	<b>99.474</b>	<b>119.074</b>
Conta de consumo de combustível - CCC .....	261	4.641	12.332	17.534	12.474
Conta de desenvolvimento energético - CDE .....	5.183	22.027	-	27.210	-
Reserva global de reversão - RGR .....	-	-	(920)	(920)	(920)
Taxa de fiscalização ANCEL .....	-	-	782	782	782
<b>Subtotal de outros itens da CVA .....</b>	<b>5.844</b>	<b>26.668</b>	<b>12.194</b>	<b>44.706</b>	<b>12.336</b>
<b>Total da variação Selic .....</b>	<b>6.604</b>	<b>11.952</b>	<b>34.811</b>	<b>53.267</b>	<b>20.032</b>
Juros empréstimos BNDES .....	-	-	713	713	175
Amortização da CVA .....	(5.490)	-	-	(5.480)	(2.738)
<b>Total .....</b>	<b>32.414</b>	<b>70.281</b>	<b>89.985</b>	<b>192.680</b>	<b>148.879</b>

**CVA**

A Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, alterou o prazo de repasse dos valores relacionados à CVA ao reajuste tarifário anual das distribuidoras de energia elétrica. No caso da Elektro as variações ocorridas entre agosto de 2002 a julho de 2004, serão repassadas nos 24 meses subsequentes ao reajuste anual que ocorrerá em agosto de 2004.

Dessa forma o valor de R\$ 102.695 mil (R\$ 32.414 mil no curto prazo e R\$ 70.281 mil no longo prazo), reconhecido a partir de 28 de julho de 2002, será recuperado a partir do reajuste tarifário de 27 de agosto de 2004, desde que os valores sejam liquidados financeiramente até 30 dias anteriores da data do reajuste tarifário anual. A ANEEL homologou o montante de R\$ 91.086 mil ajustado pela Selic até 27 de julho de 2003 que será recuperado a partir do reajuste tarifário em 27 de agosto de 2004.

Em decorrência do adiamento do repasse nas tarifas dos valores apurados com a aplicação do mecanismo de compensação da CVA, foi criado através da Medida Provisória nº 127 de 04 de agosto de 2003, o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, o qual autoriza, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o financiamento dos valores da CVA não repassados às tarifas nos reajustes tarifários das Concessionárias.

Os recursos deste financiamento serão liberados em 3 parcelas, conforme descrito na Medida Provisória nº 127 que se transformou em Lei nº 10.762 em 11 de novembro de 2003, corrigidas pela Selic desde a data do último reajuste tarifário em 27 de agosto de 2003, até a data da liberação de cada parcela. As liberações da primeira e segunda parcela, relativas a 50% e 30% respectivamente do valor total financiado, ocorreram em novembro de 2003 ( R\$ 47.848 mil ) e fevereiro de 2004 ( R\$ 29.706 mil ), os 20% restantes estão previstos para ocorrer em maio de 2004.

#### PARCELA A

Em 29 de agosto de 2002, através da Resolução nº 482, a ANEEL homologou o valor da Parcela A no montante de R\$ 58.910 mil, referente ao período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001. Deste valor 90% (R\$ 53.019 mil) foi financiado pelo BNDES, cuja liberação ocorreu em setembro de 2002 (vide nota 21).

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, excluiu do prazo máximo de permanência da RTE a recuperação dos montantes de perdas das distribuidoras devido às variações da "Parcela A" durante o racionamento (Resolução ANEEL nº 482/02), passando essa recuperação a ocorrer imediatamente após o final da RTE prevista no art. 4º da Lei nº 10.438, de 2002, pelo prazo necessário para recuperação do montante homologado.

Em 31 de dezembro de 2003, o montante da Parcela A, já atualizado monetariamente pela Selic, totalizou R\$ 89.985 mil. O início da amortização é estimado pela Sociedade para outubro de 2006, tendo o seu término previsto em agosto de 2007, através do mecanismo semelhante da RTE, em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001.

#### 13. OUTROS CRÉDITOS

	R\$ mil	
	2003	2002
Materiais em reparo .....	2.864	1.158
Desativações/Alienções em curso.....	618	1.127
RGR a compensar .....	32	1.382
Fornecimento de materiais e serviços....	2.567	2.231
Venda de Imóveis .....	790	2.888
Aranjamento de viagens e empregados..	720	701
Prestação de serviços.....	1.912	501
Créditos diversos.....	5.277	775
<b>Total.....</b>	<b>14.781</b>	<b>10.763</b>

**14. PERMANENTE****14.1. Investimentos**

	R\$ mil	
	2003	2002
Terenos.....	4.281	4.194
Edificações.....	572	-
Terraco Investments Ltd.....	-	5.358
FINOR.....	187	557
	<b>5.040</b>	<b>10.109</b>

**Terraco Investments Ltd.**

O investimento na Terraco Investments Ltd. (TIL), 100% controlada pela Elektro, é avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Conforme autorizado pelo Ofício CVM/SNC/004/2004, de 23 de janeiro de 2004, não estão sendo apresentadas as Demonstrações Financeiras Consolidadas com a TIL, por não representarem alteração relevante na unidade econômica consolidada.

Os principais valores do balanço patrimonial da controlada, são os seguintes:

	R\$ mil	
	2003	2002
<b>Ativo</b>		
Realizável a longo prazo		
ETB - Energia Total do Brasil Ltda.....	249.889	305.598
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda....	240.532	294.154
Enron Investimentos Energéticos Ltda.....	26.952	32.959
Enron Development Funding Ltd.....	-	5.358
	<b>517.373</b>	<b>638.071</b>
	<b>517.373</b>	<b>638.071</b>
<b>Passivo</b>		
Exigível a longo prazo		
Enron Development Funding Ltd.....	517.373	632.712
	<b>517.373</b>	<b>632.712</b>
	<b>517.373</b>	<b>632.712</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social.....	31.637	38.690
Prejuízos acumulados.....	(31.637)	(33.331)
	-	5.359
	<b>517.373</b>	<b>638.071</b>
<b>Resultado</b>		
Receitas.....	29	89
Despesas.....	(4.411)	(7)
<b>Lucro líquido / ( Prejuízo ) do exercício.....</b>	<b>(4.382)</b>	<b>82</b>

As contas a receber de empresas ligadas, todas do Grupo Enron, referem-se a créditos em moedas estrangeiras, sem incidência de juros. As contas a pagar referem-se a empréstimos, também sem incidência de juros.

Em dezembro de 2001, a Enron Development Funding Ltd. (EDF) e a Terraco Investments Ltd. (TIL) negociaram a postergação dos prazos de pagamento das obrigações devidas pela TIL à EDF entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003. A TIL, por sua vez, concedeu à ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., postergação de suas parcelas vincendas no mesmo período.

As parcelas cujos vencimentos estavam previstos para ocorrerem entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, equivalentes a US\$ 124.071 mil, foram postergadas para o vencimento final das obrigações em dezembro de 2004.

Em março de 2004, a EDF concedeu a postergação do vencimento das parcelas vincendas entre março e dezembro de 2004 para março de 2005. A TIL, por sua vez, concedeu à ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Enron Investimentos Ltda. e EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., postergação de suas parcelas vincendas nas mesmas condições.

## 14.2 Imobilizado e Diferido

	Taxas Anuais Depreciação/ Amortização	R\$ mil			
		2003		2002	
		Custo	Depreciação/ Amortização	Líquido	Líquido
<b>Em Serviço</b>					
Intangível.....	0 a 20,0%	19.187	(207)	18.980	18.913
Terrenos.....	-	11.987	-	11.987	12.248
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	2,0 a 5,0%	52.225	(24.740)	27.085	28.613
Máquinas e equipamentos.....	2,0 a 7,7%	1.896.856	(829.235)	1.067.621	1.017.734
Veículos.....	20,0%	25.371	(17.954)	7.407	7.862
Móveis e utensílios.....	10,0%	7.048	(3.295)	3.753	3.763
<b>Distribuição.....</b>		<b>2.012.654</b>	<b>(874.941)</b>	<b>1.137.713</b>	<b>1.089.123</b>
Intangível.....	0 a 20,0%	30.804	(19.840)	10.244	13.823
Terrenos.....	-	189	-	189	189
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	2,0 a 5,0%	6.850	(534)	6.316	6.577
Máquinas e equipamentos.....	2,0 a 7,7%	5.801	(1.802)	4.009	3.823
Veículos.....	20,0%	7.358	(623)	1.435	982
Móveis e utensílios.....	10,0%	17.759	(5.389)	12.402	12.461
<b>Administração Central.....</b>		<b>62.851</b>	<b>(28.168)</b>	<b>34.683</b>	<b>37.793</b>
<b>Produção.....</b>	<b>2,0 a 6,7%</b>	<b>4.372</b>	<b>(3.253)</b>	<b>1.119</b>	<b>1.016</b>
		<b>2.079.877</b>	<b>(906.362)</b>	<b>1.173.515</b>	<b>1.127.942</b>
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda.:					
- Mais valor do ativo imobilizado.....	5,0%	147.218	(36.895)	110.413	117.714
- Expectativa de rentabilidade futura.....	(*)	1.128.987	(390.063)	736.924	765.878
<b>Atividades não vinculadas à concessão.....</b>		<b>1.274.205</b>	<b>(426.868)</b>	<b>847.337</b>	<b>883.593</b>
		<b>3.354.082</b>	<b>(1.333.230)</b>	<b>2.020.852</b>	<b>2.011.595</b>
<b>Em Curso</b>					
Obras.....	-	48.507	-	48.507	37.059
Auxílios.....	-	19.819	-	19.819	17.150
Depósitos judiciais / Provisão para desapropriações.....	-	3.254	-	3.254	5.337
Adiantamentos a fornecedores.....	-	306	-	306	802
Materiais em reparo.....	-	1.632	-	1.632	2.180
		<b>73.498</b>	<b>-</b>	<b>73.498</b>	<b>62.628</b>
<b>Total do Imobilizado.....</b>		<b>3.427.580</b>	<b>(1.333.230)</b>	<b>2.094.350</b>	<b>2.074.223</b>
<b>Diferido</b>					
Diferimento da variação cambial.....	25,0%	169.029	(126.771)	42.257	84.514
Outras despesas diferidas.....	20,0%	429	(313)	116	200
		<b>169.457</b>	<b>(127.084)</b>	<b>42.373</b>	<b>84.714</b>
<b>Total Imobilizado e Diferido.....</b>		<b>3.597.037</b>	<b>(1.460.314)</b>	<b>2.136.723</b>	<b>2.158.937</b>

(\*) Taxa de 10% para os exercícios de 1999 a 2001 e taxa de amortização revisada pelo Ofício ANEEL nº 393/2003-SFF/ANEEL de 21 de março de 2003 aplicadas desde janeiro de 2002.

**Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda.**

O valor de R\$ 1.274.205 mil, referente ao ágio pago na aquisição da Elektro pela Terraço Participações Ltda., incorporada pela Sociedade em 21 de dezembro de 1998, foi desdobrado em duas categorias: a primeira, referente à mais valia do ativo imobilizado no valor de R\$ 147.218 mil, registrada no ativo imobilizado, e a segunda, referente à expectativa de rentabilidade futura no valor de R\$ 1.125.987 mil, registrada originalmente no ativo diferido.

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado, resultante da incorporação da controladora Terraço Participações Ltda., é amortizado em 20 anos, pelo prazo médio de vida útil do imobilizado.

O ágio contabilizado no ativo Imobilizado, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura, está sendo amortizado de acordo com a taxa de amortização revisada pela ANEEL, conforme Ofício nº 393/2003, para o período de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2003. Entre janeiro de 1999 e dezembro de 2001, o ágio foi amortizado a taxa de 10% a.a.

A taxa de amortização do ágio utilizada no exercício de 2003 é de 2,56918% a.a. e está em conformidade com o Ofício nº 393/2003 – SFF/ANEEL, de 20 de março de 2003 e ratificado pelo Ofício nº 978/2003 – SFF/ANEEL, de 07 de julho de 2003.

Com base em estudos econômicos elaborados pela Elektro, a ANEEL, através do Ofício 2182/2003, determinou os ajustes da taxa de amortização para o período de 2004 a 2028, conforme quadro abaixo:

Ano	Taxa Amortização	Ano	Taxa Amortização	Ano	Taxa Amortização
1999	10,00000%	2009	4,20551%	2019	1,99702%
2000	10,00000%	2010	4,24119%	2020	1,55821%
2001	10,00000%	2011	3,90852%	2021	1,51119%
2002	2,04198%	2012	3,44677%	2022	1,47491%
2003	2,56918%	2013	3,42180%	2023	1,25352%
2004	2,32537%	2014	3,51588%	2024	0,99379%
2005	3,80520%	2015	3,09198%	2025	0,96194%
2006	4,62902%	2016	2,40746%	2026	0,94120%
2007	5,38323%	2017	2,34248%	2027	0,80976%
2008	4,28012%	2018	2,38851%	2028	0,59576%

**15. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA**

Descrição	R\$ mil	
	2003	2002
Moeda nacional		
Supridores.....	99.354	82.167
Encargos de serviço de sistema - ESS.....	1.453	34.100
Materiais e serviços .....	25.425	17.745
	126.232	134.002
Moeda estrangeira		
Supridor - FURNAS.....	55.164	61.850
<b>Total.....</b>	<b>181.396</b>	<b>195.852</b>

## 16. TRIBUTOS A RECOLHER

	R\$ mil			
	2003		2002	
	Circulante	L. Prazo	Circulante	L. Prazo
Imposto s/ circulação de mercadorias e serviços - ICMS.....	51.078	-	41.637	-
Imposto s/ circulação de mercadorias e serviços - ICMS (Parcelamento-RICMS art. 570 a 584)*.....	-	-	7.959	13.016
Imposto de renda e contribuição social s/ lucro líquido.....	29.798	-	-	-
Contribuição financiamento da seguridade social - COFINS .....	19.562	-	5.408	-
Programa de integração social - PIS .....	10.160	-	1.487	-
Imposto de renda retido na fonte - IRRF .....	841	-	836	-
Outros .....	33	-	21	-
<b>Total.....</b>	<b>110.273</b>	<b>-</b>	<b>57.148</b>	<b>13.016</b>

(\*) parcelamento do RICMS quitado antecipadamente em 22 de dezembro de 2003 no valor total de R\$ 12.340 mil.

## 17. ENCARGOS DO CONSUMIDOR

	R\$ mil	
	2003	2002
Quota para a reserva global de reversão - RGR.....	1.690	1.714
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC.....	11.445	7.854
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE.....	3.887	-
Encargos de capacidade emergencial.....	2.807	3.731
<b>Total.....</b>	<b>19.829</b>	<b>13.399</b>

A quota de RGR é destinada à União, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhorias dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor é representado por 2,5% aplicado sobre o ativo reversível, limitado a 3% da receita líquida.

A quota de CCC é a parcela do rateio da conta de consumo dos combustíveis fósseis (carvão, óleo e gás) consumidos pelas usinas termelétricas dos sistemas interligados (Sul, Sudeste e Centro - Oeste) e isolados.

A quota de CDE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e homologada pela Resolução ANEEL nº 42, de 31 de janeiro de 2003, objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e também a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional.

Conforme Resolução ANEEL nº 71, de 7 de fevereiro de 2002, os encargos de capacidade emergencial estão sendo cobrados desde março de 2002 dos clientes finais, exceto os residenciais classificados como baixa renda, classe baixa tensão - B1 e rural classe baixa tensão - B2 com consumo abaixo de 350 kWh/mês. Os valores arrecadados são repassados para a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, e têm o objetivo de custear a disponibilidade das térmicas do programa emergencial, contratadas junto à CBEE.



**18. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS**

Periodicamente, a Administração da Sociedade revisa os questionamentos judiciais e, baseada na opinião de seus assessores legais, identifica a necessidade da revisão dos valores provisionados, bem como casos que requeiram a constituição de novas provisões.

As provisões refletem as perdas futuras prováveis e apresentam a seguinte composição:

Natureza	R\$ mil	
	2003	2002
Cíveis e trabalhistas.....	17.006	9.860
Desapropriações.....	1.663	4.930
Reajuste tarifário.....	5.624	5.624
Fiscais:		
COFINS.....	50.111	36.813
PIS.....	10.078	8.432
<b>Total.....</b>	<b>84.482</b>	<b>65.659</b>

**Cíveis e trabalhistas**

A Sociedade tem constituído provisão no montante de R\$ 17.006 mil para fazer frente à cobertura de eventuais processos cíveis, trabalhistas e de desapropriações decorrentes da atividade operacional da Elektro.

**Reajuste tarifário**

A Sociedade tem constituído R\$ 5.624 mil sob a rubrica de Reajuste Tarifário para fazer frente a eventuais ações contra reajustes de tarifas de fornecimento de energia elétrica ocorridos durante períodos de congelamento de preços em 1986.

**Fiscais**
**PIS/COFINS – Ampliação da base de cálculo**

Refera-se ao questionamento do direito de recolher o PIS/COFINS nos termos que prevê a Lei Complementar 70/91, ou seja, incidência somente sobre o faturamento.

**19. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES**

Descrição	R\$ mil	
	2003	2002
Consumidores-contas recebidas a maior.....	659	3.194
Fundação CESP.....	3.339	3.653
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	294	144
Provisão para tarifa bancária.....	611	665
Adiantamentos em obras de clientes.....	2.145	2.528
Financiadora de estudos e projetos - Finep.....	379	303
Provisão de hedge.....	1.109	-
Entidades seguradoras.....	1.987	2.314
Outros.....	2.610	(431)
<b>Total.....</b>	<b>13.133</b>	<b>12.371</b>

**20. DEBÊNTURES****1ª Emissão**

Aprovada conforme deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias - AGE realizadas, respectivamente, em 30 de março e 12 de setembro de 2000, e pela Comissão de Valores Mobiliários, em 3 de outubro de 2000, sendo registrada sob o nº CVM/SER/DEB-2000/026.

As características gerais da emissão são as seguintes:

Tipo: debêntures simples, escriturais, não conversíveis para distribuição pública

Valor: R\$ 62.500.000,00

Valor nominal: R\$ 10.000,00 por debênture

Série: Única

Quantidade: 6.250 debêntures

Remuneração: IGP-DI + 11,4% a.a.

Pagamento dos juros: anualmente

Amortização do principal: pagamento ao final do 5 anos, em 10 de maio de 2005

Garantia: flutuante sobre os ativos totais da Sociedade, excluindo-se os ativos já vinculados a empréstimos

Em 13 de dezembro de 2000, foram subscritas 1.200 debêntures, cujo principal atualizado em 31 de dezembro de 2003 é de R\$ 19.475 mil (R\$ 18.326 mil em 31 de dezembro de 2002) e está registrado no exigível a longo prazo. Os juros proporcionais incorridos em 31 de dezembro de 2003 no valor de R\$ 1.420 mil ( R\$ 1.338 mil em 31 de dezembro de 2002), estão registrados no passivo circulante, em função do vencimento contratual.

Em 31 de dezembro de 2003, o saldo de 5.050 debêntures permanece em tesouraria.

## 21. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	CIRCULANTE - R\$ mil						LONGO PRAZO - R\$ mil			
	2003			2002			2003			2002
	Principal	Encargos	Subtotal	Principal	Encargos	Subtotal	Principal	Encargos	Subtotal	Total
<b>Moeda Nacional</b>										
Capital de Giro .....	-	-	-	27.900	56	27.956	-	-	-	-
Fundação Casp .....	12.907	-	12.907	13.679	-	13.679	43.824	-	43.824	55.898
<b>BNDES</b>										
Automático(*) .....	1.568	8	1.574	1.997	13	2.000	-	-	-	1.490
Finame(**) .....	1.477	5	1.483	1.755	11	1.766	-	-	-	1.389
Finam(**) .....	17.675	219	18.093	-	574	574	34.261	-	34.261	50.944
Racionamento(**) .....	38.835	827	39.262	43.706	1.421	45.127	94.873	19.820	114.493	147.941
CVA(***) .....	5.991	108	6.099	-	-	-	41.867	756	42.622	-
Eletrobrás - Luz do Campo ....	420	-	420	183	51	233	1.180	-	1.180	682
Eletrobrás - Rauriz .....	1.414	116	1.530	-	-	-	4.243	347	4.590	5.221
<b>Total</b> .....	<b>80.277</b>	<b>1.081</b>	<b>81.358</b>	<b>88.809</b>	<b>2.108</b>	<b>90.915</b>	<b>228.258</b>	<b>20.722</b>	<b>248.980</b>	<b>263.565</b>

(\*) Repasses efetuados por instituições financeiras agentes do BNDES.

(\*\*) Empréstimo emergencial do BNDES no montante de R\$ 250.285 mil referentes a 90% dos valores das perdas de receita decorrentes do racionamento (vide nota 10) e dos itens da Parcela A (vide nota 12). No exercício de 2003 foram reconhecidos encargos de R\$ 41.789 mil e amortizado um montante de R\$ 81.402 mil.

(\*\*\*) Empréstimo emergencial e excepcional de apoio às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica do BNDES (vide nota 12).

Vencimentos do Principal e Encargos a Longo Prazo			
Saldo em 31/12/2003		Saldo em 31/12/2002	
Ano	R\$ mil	Ano	R\$ mil
2005	76.685	2004	68.450
2008	133.427	2005	86.116
2007	3.638	2006	57.758
Após 2007	27.259	Após 2006	72.241
	<b>240.980</b>		<b>263.565</b>

## Condições Contratuais:

Tipo	Garantias	Condições Gerais
Capital de Giro .....	Caução de depósitos provenientes de receitas de venda de energia	CD + 3,5% a.a.
<b>Fundação Casp</b>		
Concessão da Dívida R .....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	TR + 8% a.a. ou custo atual (1)
Concessão da Dívida R .....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas	ICP-DI + 8,0% a.a.
<b>BNDES</b>		
Automático .....	não há	TJLP + 3,45% a.a.
Finame .....	Atenção Adicional + nota promissória (**)	TJLP + de 3,20% a 3,10% a.a.
Racionamento .....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
Finam .....	Vinculação das receitas provenientes de venda de energia + nota promissória (**)	TJLP + de 3,85% a.a.
CVA .....	Caução de depósitos provenientes de venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
<b>Eletrobrás - Rauriz</b> .....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas + nota promissória	RGR + 0,0% a.a. (**)
<b>Eletrobrás - Luz do Campo</b> .....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas + nota promissória	RGR + 0,0% a.a. (**)

(1) O maior valor entre os dois índices. O custo atual equivale a ICP-DI + 5% a.a.

(\*\*) As garantias cobrem 68% do total dos financiamentos Finame.

(\*\*\*) Reserva global de reversão. RGR é indexada à variação do JFR, que tem taxa fixada constante.

CNPJ 02.328.280/0001-97

Os indexadores referentes às obrigações por empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações acumuladas no encerramento dos períodos de janeiro a dezembro de 2003 e 2002:

Índices	Variação % Acumulada nos Exercícios	
	2003	2002
US\$	-15,73	52,27
IGP-M	8,70	25,31
TR	4,85	2,80
IGP-DI	7,67	26,41
TJLP	11,50	9,87
Custo atuarial (*)	14,13	34,00

(\*) IGP-DI + 8% a.a.

## 22. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS

Credores	CIRCULANTE - R\$ mil		LONGO PRAZO - R\$ mil					
	2003	2002	2003			2002		
	Encargos	Encargos	Principal	Encargos	Subtotal	Principal	Encargos	Subtotal
<b>Moeda Nacional</b>								
ETB - Energia Total Brasil Ltda. ....	77	-	34.881	7.572	42.453	32.086	4.265	36.351
	<b>77</b>	<b>-</b>	<b>34.881</b>	<b>7.572</b>	<b>42.453</b>	<b>32.086</b>	<b>4.265</b>	<b>36.351</b>
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>								
Enron Brazil Power Holdings IV Ltd. ....	2.501	-	535.513	172.783	708.298	654.897	115.251	770.149
BPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.	472	-	87.139	29.826	117.315	100.620	20.831	127.455
Enron Investimentos Energéticos Ltda.	53	-	9.723	3.328	13.049	11.881	2.324	14.215
ETB - Energia Total Brasil Ltda. (I) .....	487	-	89.874	50.744	140.618	109.508	21.478	131.387
LIU - Energia Total Brasil Ltda. (II) .....	38.786	-	815.680	93.418	709.078	752.912	133.037	885.949
	42.099	-	1.307.966	330.697	1.638.663	1.638.237	298.927	1.937.164
<b>Total .....</b>	<b>42.776</b>	<b>-</b>	<b>1.372.841</b>	<b>332.663</b>	<b>1.710.510</b>	<b>1.668.223</b>	<b>381.162</b>	<b>1.974.515</b>

### Condições Contratuais:

Credores	Condições Gerais
<b>Moeda Nacional</b>	
ETB - Energia Total Brasil Ltda. ....	IGP-M + 10% a.a.
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>	
Enron Brazil Power Holdings IV Ltd. ....	Variação cambial + 10% a.a.
BPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ....	Variação cambial + 15% a.a.
Enron Investimentos Energéticos Ltda. ....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total Brasil Ltda. (I) .....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total Brasil Ltda. (II) .....	Variação cambial + 12% a.a.

As transações com pessoas ligadas referem-se às operações de empréstimos realizadas obedecendo às condições de mercado à época da sua respectiva realização.

Os saldos dos empréstimos de longo prazo junto a Enron Brazil Power Holdings IV Ltd., EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total Brasil Ltda.(I) totalizando R\$ 958.979 mil representam a obrigação equivalente a US\$ 250 milhões, com juros de 15% a.a., incorporada da Terraço Participações Ltda., e contemplada na apuração do Fluxo Financeiro constante do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Elektro (vide nota 36).

Em 4 de dezembro de 2001, as empresas credoras ligadas à Elektro concederam prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003:

(i) R\$ 236,6 milhões, que correspondem a US\$ 81,9 milhões em 31 de dezembro de 2003, referentes aos juros sobre a dívida em moeda estrangeira, cujo principal corresponde a US\$ 250 milhões contratada junto à Enron Brazil Power Holdings IV Ltd., EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;

(ii) R\$ 7,5 milhões referentes aos juros sobre a dívida no montante de R\$ 21 milhões contratada junto à ETB – Energia Total do Brasil Ltda.;

(iii) R\$ 186,9 milhões, que correspondem a US\$ 64,7 milhões em 31 de dezembro de 2003, referentes aos juros da dívida em moeda estrangeira, cujo principal corresponde a US\$ 213 milhões contratada junto à ETB – Energia Total do Brasil Ltda.; e

(iv) R\$ 267 milhões relativos às parcelas da operação de resgate de ações devidas à EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total do Brasil Ltda..

Tais valores foram postergados, respectivamente, para pagamento em dezembro de 2008, no caso do item (i), dezembro de 2007, no caso dos itens (ii) e (iii), e junho de 2005, no caso do item (iv).

Em dezembro de 2002, foi concluído novo processo de reestruturação da dívida no montante de US\$ 213 milhões com a ETB – Energia Total do Brasil Ltda., em função de negociações havidas entre ETB, Banca Intesa S.p.A. (nova denominação para Banca IntesaBci), Enron Corp. e Elektro, que proporcionaram à Elektro: (i) extensão do prazo do pagamento do principal, em 11 parcelas semestrais, a partir de 23 de dezembro de 2007 e com término em 23 de dezembro de 2012, (ii) pagamento de juros semestrais à taxa de 12% a.a. entre junho de 2004 e junho de 2007, não havendo incidência de quaisquer juros ou encargos sobre o principal a partir de dezembro de 2007, (iii) desconto de 37,6% sobre o valor total dos juros postergados referentes aos exercícios de 2002, 2003 e os juros vencíveis em dezembro de 2007, totalizando um desconto de US\$ 24,4 milhões, e pagamento do valor remanescente de US\$ 40,4 milhões também em 11 parcelas semestrais vencíveis entre 23 de dezembro de 2007 e 23 de dezembro de 2012 e (iv) pagamento dos juros originalmente vencíveis em 23 de dezembro de 2001, em 23 de junho de 2004, sem incidência de quaisquer juros ou encargos adicionais.

Conforme as condições contratuais firmadas entre Elektro, ETB, Enron Corp e Banca Intesa S.p.A, a Elektro constituiu caução de fundos que tem valores mensais variáveis, de acordo com as condições acordadas no referido contrato de caução, podendo variar entre o equivalente em reais a US\$ 1,1 milhão até US\$ 5,8 milhões, sendo que o valor da caução não poderá ultrapassar 15% da receita bruta mensal da Elektro. Em 31 de dezembro de 2003, o saldo acumulado depositado em caução é de R\$ 45.776 mil dos quais R\$ 43.484 mil refere-se a essa dívida.

O cronograma de pagamentos, incluindo a reestruturação da dívida com a ETB, é o seguinte:

Vencimentos do Principal e encargos a Longo Prazo			
Saldo em 31/12/2003		Saldo em 31/12/2002	
Ano	R\$ mil	Ano	R\$ mil
2007	106.914	2004	45.426
2008	1.087.903	2007	113.308
Após 2008	515.693	Após 2008	1.852.781
	<u>1.710.510</u>		<u>1.971.515</u>

### 23. CONTAS A PAGAR - AÇIONISTAS

Em Assembleia Geral Extraordinária – AGE, realizada em 3 de janeiro de 2001, foi aprovada operação de desdobramento e resgate de ações de emissão da Sociedade.

O pagamento do resgate de ações ocorre com a utilização do saldo da Reserva de Capital, Ágio na Emissão de Ações – Subscrição de Capital, no montante de R\$ 676.221 mil.

Em dezembro de 2001, os acionistas controladores concederam à Elektro a postergação dos pagamentos do resgate de ações devidos entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, ficando inalterado o cronograma de pagamento aos acionistas minoritários. O montante das parcelas postergadas será liquidado integralmente no vencimento final, em junho de 2005.

O valor de R\$ 491 mil pago em 2003, foi destinado exclusivamente aos acionistas minoritários.

CRONOGRAMA DE PAGAMENTOS - R\$ mil						
ANO	ORIGINAL			ATUAL - COM DIFERIMENTO		
	CIRCULANTE	L. PRAZO	TOTAL	CIRCULANTE	L. PRAZO	TOTAL
2001	26.777	-	26.777	-	-	-
2002	110.581	-	110.581	-	-	-
2003	130.000	-	130.000	-	-	-
2004	-	138.000	138.000	138.001	-	138.001
2005	-	113.221	113.221	-	380.208	380.208
<b>Total</b>	<b>267.358</b>	<b>251.221</b>	<b>518.579</b>	<b>138.001</b>	<b>380.208</b>	<b>518.209</b>

Em 03 de fevereiro de 2003, a Elektro recebeu da ANEEL o Termo de Notificação 033/2003 e o relatório de fiscalização nº 19/02, datado de 30 de dezembro de 2002, com a seguinte determinação que poderá afetar as Demonstrações Contábeis aqui apresentadas:

- ✓ Desfazimento integral da operação de desdobramento e resgate de ações, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001, com conseqüente estorno contábil dos lançamentos, adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos.

Com base em parecer de seus assessores legais, em 18 de fevereiro de 2003, a Elektro protocolou junto à ANEEL, recurso administrativo a respeito das determinações do referido relatório de fiscalização.

A Elektro também apresentou à ANEEL, em 14 de março de 2003, proposta alternativa ao desfazimento da operação. Essa proposta compreende (i) a manutenção do cronograma original de pagamentos aos acionistas minoritários estabelecido em AGE de 3 de janeiro de 2001, e (ii) a modificação do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Elektro, de forma a incluir na apuração do Fluxo Financeiro (vide nota 36) todos os pagamentos realizados e a realizar às empresas do Grupo Controlador a título de resgate de ações. A Sociedade aguarda manifestação do órgão regulador.

A Elektro também recebeu o Ofício CVM/SEP/GEA-1/nº 147/03 em 14 de março de 2003, questionando o embasamento legal da operação de resgate de ações, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001.

Com base em parecer de seus assessores legais, a Elektro, protocolou em 27 de março de 2003, resposta ao questionamento da CVM. Em 3 de abril de 2003, a Superintendência de Regulação de Empresas da CVM, instaurou o processo RJ - 2003 - 2367, e encaminhou ao colegiado da referida autarquia com o objetivo de obter opinião sobre a legalidade do resgate de ação. Conforme a ata da reunião do colegiado, ocorrida em 4 de novembro de 2003, a operação de resgate de ações está de acordo com todas as formalidades jurídicas e contábeis necessárias.

**24. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS**

	R\$ mil	
	2003	2002
Contribuição do consumidor.....	128.938	113.054
Doações e subvenções para investimentos..	71.452	70.114
<b>Total.....</b>	<b>200.390</b>	<b>183.168</b>

As contribuições do consumidor representam recursos pagos à Sociedade pelos consumidores para cobertura dos custos de conexão à rede de energia.

As doações e subvenções para investimentos estão relacionadas ao recebimentos pela Elektro de doações não vinculadas a qualquer retorno em favor do doador e de subvenções, ambas destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica.

Eventuais compensações destas obrigações especiais dependem de futuras determinações do Poder Concedente. Tendo em vista a natureza destas obrigações, estas não devem ser consideradas como exigibilidade para fins de cálculo de índices econômico - financeiros.

**25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO – (PASSIVO A DESCOBERTO)**
**25.1. Capital Social**

O capital social subscrito e integralizado é assim composto em 31 de dezembro de 2003:

Acionistas	Quantidade de Ações			R\$ mil
	Ordinárias	Preferenciais	Total	
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.	64.231.388.504	-	64.231.388.504	451.909
Enron Investimentos Energéticos Ltda. ....	7.125.090.525	-	7.125.090.525	50.130
ETB - Energia Total Brasil Ltda. ....	-	65.914.740.399	65.914.740.399	463.753
Demais acionistas ..	28.458.373	492.184.190	520.642.563	3.663
<b>Total.....</b>	<b>71.364.937.402</b>	<b>66.406.924.589</b>	<b>137.791.861.991</b>	<b>969.455</b>

As empresas Controladoras (EPC – Empresa Paranaense e Comercializadora Ltda., Enron Investimentos Energéticos Ltda. e ETB – Energia Total Brasil Ltda.) possuem 99,96% das ações ordinárias e 99,26% das ações preferenciais.

Conforme previsto no Estatuto Social, as ações ordinárias e preferenciais têm direito a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos do inciso I do art. 202 da Lei 6.404/76.

As ações preferenciais não possuem direito a voto, no entanto, têm prioridade no reembolso do capital, bem como o direito de receber dividendos no mínimo 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.



**25.2. Reserva de Capital**

É composta pela remuneração sobre o capital próprio aplicado nas imobilizações em curso no valor de R\$ 14.058 mil calculados até o ano de 2001.

**25.3. Prejuízos Acumulados**

Em 31 de dezembro de 2003, a Elektro apresentou lucro líquido de R\$ 357.282 mil, decorrente principalmente: (i) do resultado do serviço no montante de R\$ 250.274 mil e (ii) e do resultado financeiro positivo de R\$ 51.626 mil decorrente primordialmente do efeito positivo da variação cambial incidente sobre dívidas denominadas em dólar norte-americano (R\$ 316.054 mil).

No fim do exercício de 2003, a Elektro totalizou um Prejuízo Acumulado de R\$ 884.346 mil. Este resultado é reflexo principalmente dos efeitos da variação cambial acumulada de exercícios anteriores sobre os empréstimos com Pessoas Ligadas, denominados em dólar norte-americano, que têm seus vencimentos de 2007 a 2012 (vide nota 22).

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

**Ajuste de Exercício Anterior**

Em função das negociações ocorridas entre ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Banca Intesa S.p.A, Enron Corp. e Elektro, assinado em 5 de dezembro de 2002, com validade efetiva a partir de 31 de dezembro de 2002 (vide nota 22), a Sociedade reconheceu, em suas demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2003, ajuste líquido do exercício anterior em Prejuízos Acumulados no montante de R\$ 33.491 mil (crédito), dos quais: (i) R\$ 35.124 mil referentes a receita financeira do desconto de 37,6% sobre o valor total dos juros referentes ao exercício de 2002, consubstanciado em contrato de reestruturação da dívida no montante de US\$ 213 milhões com a ETB e (ii) R\$ 1.633 mil referentes as incidências de PIS e COFINS sobre o referido desconto.

Por não se referir a mudança de critério contábil ou revisão de estimativas contábeis e sim, a erro imputável a exercício anterior, decorrente de interpretação do supracitado contrato, o referido ajuste foi creditado no Patrimônio Líquido como ajuste de exercício anterior nos termos definidos pelo artigo 186 da Lei 6.404/76, Instrução CVM Nº 59, de 22 de dezembro de 1986 e com o Ofício Circular CVM/SNC/SEP Nº 01/2004, de 19 de janeiro de 2004.

O referido ajuste não é relevante em relação às demonstrações contábeis levadas em seu conjunto e representa uma redução de 3,58% do prejuízo do exercício de 2002 (R\$ 939.778 mil) e uma redução de 2,84% dos Prejuízos Acumulados até o exercício de 2002 (R\$ 1.275.119 mil).

**26. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E OUTRAS RECEITAS**

As receitas de vendas nos exercícios de 2003 e 2002 foram geradas principalmente pelo fornecimento de energia elétrica a clientes finais e suprimento de energia elétrica comercializado no MAE, conforme demonstrado abaixo:

	2003		2002	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
<b>Fornecimento:</b>				
Residencial.....	2.712.189	824.341	2.585.855	689.518
Industrial.....	4.567.760	767.258	4.930.871	675.623
Comercial.....	1.149.208	327.559	1.091.166	208.246
Rural.....	670.053	107.245	644.133	99.208
Poder público.....	238.813	57.527	193.225	45.153
Iluminação pública.....	370.982	85.386	360.605	54.642
Serviço público.....	728.053	98.871	744.355	85.903
	<b>10.503.858</b>	<b>2.244.133</b>	<b>10.550.208</b>	<b>1.878.169</b>
<b>Suprimento:</b>				
<b> Mercado atacadista de energia - MAE</b>				
Venda de energia.....	540.788	6.573	398.723	10.401
Recompra de contratos iniciais.....	-	-	388.669	28.589
Contratos bilaterais.....	60.724	925	421.491	10.193
	<b>601.512</b>	<b>7.498</b>	<b>1.209.773</b>	<b>49.183</b>
Recuperação das perdas de receita de racionamento.....	-	-	-	9.569
Receita do reposicionamento tarifário (vide nota 5).....	-	58.687	-	-
Energia livre (vide nota 5).....	-	22.384	-	(6.958)
Encargos de capacidade emergencial.....	-	64.114	-	39.071
Receita uso do sistema.....	-	29.945	-	9.042
Outras receitas.....	-	18.148	-	13.016
	<b>501.512</b>	<b>201.179</b>	<b>1.209.773</b>	<b>112.823</b>
<b>Total.....</b>	<b>11.105.380</b>	<b>2.445.362</b>	<b>11.759.981</b>	<b>1.991.291</b>

(\*) Não auditado pelos auditores independentes

**27. PESSOAL**

Descrição	R\$ mil	
	2003	2002
Remunerações.....	77.882	70.156
Encargos sociais.....	28.687	27.352
Auxílio alimentação.....	6.685	5.873
Assistência médica e outros benefícios.....	14.654	8.825
Ajuste cálculo atuarial da Deliberação CVM nº 371/01.....	1.457	(4.723)
Incentivo à aposentadoria e plano de demissão voluntária.....	6.792	2.987
Indenização trabalhista.....	2.931	900
Outros.....	12.418	13.583
(-) Transferências para imobilização em curso.....	(24.612)	(27.623)
<b>Total.....</b>	<b>126.954</b>	<b>90.410</b>

**Programa de Saída Incentivada**

Em outubro de 2003, a Sociedade implantou um Programa de Saída Incentivada - PSI, com a finalidade de adequar a nova estrutura organizacional ao novo cenário do setor elétrico que teve a adesão de 144 funcionários.

Em 2003, foi provisionado montante de R\$ 6.792 mil, dos quais R\$ 1.421 mil foram desembolsados até 31 de dezembro de 2003 e o saldo remanescente será desembolsado durante o exercício de 2004.

## 28. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	2003		2002	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
<b>Supridores de Energia</b>				
CFSP Companhia Energética de São Paulo .....	4.446.275	249.666	5.926.593	280.623
Cia de Geração de Energia Elétrica Tietê .....	1.504.097	83.694	2.015.602	93.439
Duke Energy International Geração Parapanama S/A....	1.169.035	65.246	1.556.598	72.022
Furnas Centrais Elétricas S/A (**).....	3.170.972	301.393	3.287.413	316.660
Outras.....	1.893.957	137.454	694.732	45.520
	<b>11.984.336</b>	<b>837.353</b>	<b>13.480.896</b>	<b>609.163</b>
ONS - uso da rede básica.....	-	144.670	-	111.866
CTEEP - Encargos de conexão.....	-	57.180	-	47.958
Encargos de serviços do sistema - ESS ( vide nota 12 ) ..	-	19.361	-	8.222
CVA ( vide nota 12 ).....	-	3.319	-	(27.287)
Amortização CVA .....	-	5.804	-	2.840
<b>Total.....</b>	<b>11.984.336</b>	<b>1.067.687</b>	<b>13.480.896</b>	<b>952.542</b>

(\*) Não auditado pelos auditores independentes

(\*\*) Contrato de repasse de energia da Itaipu Binacional e tarifa de transporte.

## 29. OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS

A composição das outras despesas operacionais é a seguinte:

	R\$ mil	
	2003	2002
Despesas com arrecadação bancária.....	(14.664)	(11.691)
Taxa de fiscalização ANEE.....	(2.478)	(2.273)
Seguros.....	(1.967)	(2.195)
Aluguéis.....	(4.325)	(2.974)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 8) ..	(12.648)	(20.195)
Taxas e contribuições .....	(1.912)	(1.341)
Despesas com viagens .. .. .	(4.917)	(4.883)
Propaganda e publicidade.....	(3.987)	(1.508)
Telefone e telecomunicações.....	(12.341)	(14.987)
MAE - Mercado Atacadista de Energia .....	(865)	(921)
Software .....	(4.320)	(1.750)
Amortização custos racionamento IRT-2003 (vide nota 11).....	(3.279)	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (vide nota 17) ..	(19.436)	-
Cíveis a prazo fixas (vide nota 16).....	(7.778)	(3.963)
Diversas.....	(8.977)	(9.155)
	<b>(133.784)</b>	<b>(77.776)</b>
(1) Recuperação/reversão de despesas		
Recuperação de créditos de liquidação duvidosa.....	1.882	1.453
Reversão de provisões .. .. .	22	398
Desconto comercial .. .. .	34	-
Diversas.....	945	840
	<b>2.883</b>	<b>2.691</b>
<b>Total.....</b>	<b>(100.901)</b>	<b>(75.082)</b>

**30. RESULTADO FINANCEIRO**

	R\$ mil	
	2003	2002
<b>Receita financeira</b>		
Renda com aplicações financeiras.....	37.443	14.927
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso .....	22.570	16.378
Variação monetária:		
Recuperação das perdas da receita decorrente do racionamento....	34.863	23.480
Conta de compensação de variação de preço do parâmetro A - CVA.....	32.237	15.103
Energia livre.....	17.083	10.716
Outras .....	4.566	2.570
	98.726	51.873
Variação cambial:		
Principal.....	437.320	432.186
Juros .....	96.363	56.628
Energia comprada .....	10.360	19.554
Aplicação financeira - hedge.....	1.555	6.971
	550.804	485.319
Rede de dívida e empréstimo fundação - fundo III.....	9.936	3.789
Outras receitas .....	11.377	2.142
<b>Total de receitas financeiras.....</b>	<b>727.965</b>	<b>574.734</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
CPMF .....	(1.2352)	(10.568)
COFINS.....	(16.244)	(17.247)
PIS.....	(9.719)	(4.470)
Juros sobre empréstimos com terceiros.....	(52.175)	(38.620)
Variação monetária:		
Principal - terceiros .....	(11.139)	(15.347)
Principal - pessoas ligadas.....	(2.327)	(6.480)
Energia livre.....	(18.853)	-
Outras .....	(8.026)	(10.429)
	(39.347)	(32.956)
Variação cambial:		
Principal.....	(139.344)	(956.559)
Juros.....	(36.328)	(122.032)
Energia comprada.....	(76.454)	(30.958)
Aplicação financeira - hedge .....	(4.372)	(1.290)
Outras.....	-	(856)
	(196.430)	(1.113.474)
Juros sobre empréstimos com pessoas ligadas .....	(173.545)	(186.454)
Outras despesas.....	(37.237)	(16.652)
<b>Total de despesas financeiras.....</b>	<b>(525.457)</b>	<b>(1.433.476)</b>
Transferência para o Imobilizado em curso .....	7.375	6.855
<b>Resultado financeiro líquido antes do diferimento.....</b>	<b>193.883</b>	<b>(851.887)</b>
(-) Amortização da variação cambial diferido de 2001.....	(42.257)	(42.257)
Efeito líquido do diferimento da variação cambial .....	(42.257)	(42.257)
<b>Resultado financeiro líquido.....</b>	<b>111.626</b>	<b>(894.145)</b>

**31. RESULTADO NÃO OPERACIONAL**

	R\$ mil	
	2003	2002
<b>Receitas</b>		
Ganho na alienação de imóveis, .....	1.922	1.035
Outras.....	862	103
	<u>2.884</u>	<u>1.138</u>
<b>Despesas</b>		
Perdas na desativação e alienação de bens...	(9.320)	(11.328)
Depreciações.....	(262)	(20)
	<u>(9.572)</u>	<u>(11.348)</u>
<b>Total.....</b>	<b>(6.688)</b>	<b>(10.211)</b>

**32. IMPOSTO DE RENDA - IR E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - CS**

Até dezembro de 2003, a Sociedade acumulou prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social nos montantes de R\$ 982.379 mil e R\$ 984.625 mil, respectivamente.

A Elektro, com base na Instrução CVM nº 371 de 27 de junho de 2002, não reconheceu créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2003 por não apresentar lucro tributável em, pelo menos, três dos cinco últimos exercícios sociais, conforme definido no artigo 3º da referida Instrução.

Adicionalmente, o ágio resultante da incorporação da Terraço Participações Ltda., conforme mencionado na nota 14.2, foi registrado anteriormente às instruções da CVM nºs 319 e 349 de 3 de dezembro de 1999 e 6 de março de 2001, respectivamente. Portanto a companhia não está obrigada à adoção das referidas instruções. No entanto, por recomendação da CVM, através do ofício/CVM/SEP/GEA-1/nº 147/03, demonstramos abaixo qual seria o valor correspondente ao seu efeito tributário, em bases estimadas de 31 de dezembro de 2003, como segue:

ano	R\$ mil
2004	15.489
2005	19.652
2006	35.191
2007	41.500
2008	27.664
2009 a 2011	131.938
2012 a 2014	149.809
<b>TOTAL</b>	<b>421.253</b>

**Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício:**

	2003		2002	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social ..	388.864	388.864	(765.115)	(765.115)
Alíquota nominal dos tributos ..	25%	9%	25%	9%
Encargo do imposto, calculado à alíquota nominal.....	97.465	35.087	-	-
Efeito das adições e exclusões no cálculo do tributo:				
Adições / (exclusões) temporárias, líquidas.....	83.785	28.468	-	-
Exclusões permanentes, líquidas.....	(146.753)	(58.583)	-	-
Reajustamento tarifário (diferido) ..	14.872	5.287	-	-
Compensação de prejuízos fiscais.....	(4.350)	(1.173)	-	-
Incentivos fiscais ..	(244)	-	-	-
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado.....</b>	<b>24.563</b>	<b>8.019</b>	<b>1.324,7</b>	<b>42.206</b>

**33. RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

Os principais fatores de riscos de mercado que afetam os negócios da Sociedade podem ser assim descritos:

**Risco de Exposição Cambial**

O risco de exposição cambial da Sociedade está vinculado às dívidas com pessoas ligadas e denominadas em dólares norte-americanos (vide nota 22).

Os pagamentos de energia comprada de Itaipu, também são atrelados à esta moeda, porém, a variação cambial referente à compra desta energia está contemplada no reajuste tarifário anual aplicável a esta Sociedade, conforme mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" (vide nota 12).

Visando proteger-se da volatilidade da moeda norte-americana, fazendo frente as obrigações contraídas nesta moeda, a Sociedade optou por destinar parte de seus recursos disponíveis para aplicações vinculadas ao dólar e realizar operações de Swap, para trocar o indexador CDI para variação cambial. Ao final do exercício de 2003, a Sociedade detinha: (i) R\$ 248.221 mil em recursos aplicados em títulos públicos federais indexados à variação do dólar norte americano, dos quais R\$ 204.737 mil em aplicações financeiras (vide nota 6) e R\$ 43.484 mil em caução de fundos (vide nota 22) e (ii) 80 milhões em operações de Swap.

Do total de suas disponibilidades financeiras e caução de fundos, cerca de 80% estão indexados ao dólar norte americano.

**Risco de Crédito**

A Sociedade não realiza análise de crédito de consumidores em função de ser uma distribuidora de energia elétrica obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão, exigência esta prevista no contrato de concessão assinado com a ANEEL, em 27 de agosto de 1998, bem como na regulamentação do setor elétrico.

Para recuperação da inadimplência, a Sociedade atua através: (i) da interrupção do fornecimento de energia aos clientes inadimplentes, (ii) de programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias e (iii) da contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso.

**Reajuste do Preço**

O reajuste anual contratual da Sociedade ocorre no dia 27 de agosto, data da assinatura do contrato de concessão, e visa manter o equilíbrio econômico-financeiro da Sociedade. É composto pela variação dos itens não controláveis, definidos como Parcela A, e pela variação do IGP-M para os itens controláveis, denominados como Parcela B.

O contrato de concessão também prevê revisões tarifárias periódicas dos valores das tarifas reguladas, tendo como base: (i) a remuneração sobre o valor de reposição do ativo em serviço da concessão, (ii) a estrutura de custos e (iii) os ganhos de produtividade a serem repassados para os clientes finais. A primeira revisão periódica ocorreu, em 27 de agosto de 2003 e a partir dessa data essa revisão ocorrerá a cada quatro anos (vide nota 5).

Através do Acordo Geral do Setor Elétrico, foi estabelecido o mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" como instrumento para registro das variações de valores dos itens não controláveis e que ocorram entre os reajustes tarifários anuais, de forma a serem repassadas às tarifas de fornecimento, desde que desembolsadas até trinta dias antes da data do reajuste anual, corrigidas pela taxa Selic, no reajuste anual contratual.

A Portaria Interministerial nº116, de 4 de abril de 2003, alterou o prazo de repasse dos valores relacionados à Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A (CVA) ao reajuste tarifário anual das distribuidoras de energia elétrica. As variações ocorridas entre agosto de 2002 a julho de 2004, serão repassadas nos 24 meses subsequentes ao reajuste anual que ocorrerá em agosto de 2004.

**Risco de Mercado**

O fornecimento de energia elétrica é, quase na sua totalidade, garantido principalmente por contratos iniciais de suprimento de energia, assinados no início das operações da Elektro, pelo suprimento da energia proveniente de Itaipu e por compras realizadas através de contratos bilaterais.

A partir de 2003 o volume de suprimento de energia elétrica previsto nos contratos iniciais passou a sofrer uma redução anual de 25%.

O atendimento da demanda de energia dos clientes da Sociedade está garantido até o final do exercício de 2004 através dos contratos iniciais, suprimento proveniente de Itaipu, contratos bilaterais e de compras no Mercado Atacadista de Energia - MAF, dentro do limite permitido pela legislação vigente.

**Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica**

A Elektro, visando reduzir a sua exposição no caso de falha operacional no fornecimento de energia, dispõe de duas subestações móveis próprias, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia.

**34. PLANO DE PENSÃO**

Em conformidade com a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, a partir de 31 de dezembro de 2001 as empresas de capital aberto devem contabilizar em suas demonstrações contábeis os passivos oriundos dos benefícios concedidos aos empregados, com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

A fim de atender a essa exigência, a Sociedade contrata anualmente consultoria externa para a realização de avaliação atuarial dos benefícios previdenciários oferecidos a seus empregados.

O plano de aposentadoria é o único benefício pós-emprego oferecido pela Elektro.

A Sociedade é patrocinadora de dois planos de suplementação de aposentadoria e pensão aos seus funcionários, ambos administrados pela Fundação CESP, conforme segue:

- **PSAP/CESP B** - Benefício Suplementar Proporcional Saldado - **BSPS**, corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto, calculados proporcionalmente até essa data; e

- **PSAP/CESP B1** - Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro **PSAP Elektro** iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto de Benefício Definido para 70% do salário real de contribuição e de Contribuição Definida para os demais 30%, sendo o salário real de contribuição limitado a R\$ 14.031,40, em 31 de dezembro de 2003 ( R\$ 12.255,70 em 31 de dezembro de 2002).

O regime financeiro, dos planos citados acima, é o de capitalização, ou seja, as necessidades de reservas, são apuradas com base no valor presente dos benefícios a serem pagos, deduzido do valor presente das contribuições e rendimentos.

O plano PSAP/CESP B está fechado para adesões. Quando o plano PSAP/CESP B1 foi criado, ofereceu-se aos participantes a possibilidade de migração do plano PSAP/CESP B para o PSAP/CESP B1. Os participantes que migraram adquiriram o direito de receber um benefício saldado - BSPS, proporcional ao tempo de participação naquele plano, onde puderam optar por contribuir para o novo plano ou apenas aguardar o prazo da elegibilidade para recebimento do BSPS, sem acumular benefícios adicionais no futuro.

As contribuições da Elektro, referentes ao PSAP, são baseadas na folha de salários de seus empregados vinculados ao plano. No exercício de 2003, as contribuições totalizaram R\$ 2.812 mil (R\$ 2.015 mil no exercício de 2002).

Para a elaboração da avaliação atuarial do benefício oferecido pelo plano descrito acima, foram utilizados os dados fornecidos pela Fundação CESP, referentes a 31 de dezembro de 2003.

A seguir os principais resultados da avaliação atuarial em 31 de dezembro de 2003, adotando as regras estabelecidas pelo pronunciamento NPC 26 do IBRACON, conforme exige o item 81, do referido pronunciamento.



CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS	R\$ mil	
	31/12/2003	31/12/2002
Valor presente das obrigações atuariais.....	355.843	302.686
Valor justo dos ativos do plano.....	(294.883)	(233.191)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos.....	80.760	84.505
(Ganhos) ou perdas atuariais não reconhecidos.....	(1.139)	(8.763)
Passivo/(ativo) atuarial líquido total a ser provisionado.....	61.899	73.289
Passivo/(ativo) atuarial já provisionado:		
Dívida.....	66.666	73.365
Reconhecimento do superávit contrato benefício definido - BD até 31/12/1997.....	(9.936)	(3.789)
Passivo atuarial adicional reconhecido ao final do exercício.....	5.169	3.712
	61.899	73.289
Passivo/(ativo) atuarial adicional - ajuste deliberação CVM-371.....	-	-
<b>APURAÇÃO DE (GANHOS) E PERDAS (PARCELA BENEFÍCIO DEFINIDO - BD)</b>		
	R\$ mil	
	2003	2002
(Ganho)/perda nas obrigações atuariais.....	32.724	27.265
(Ganho)/perda nos ativos do plano.....	(25.081)	(36.048)
(Ganho)/perda no final do ano.....	7.643	(0.783)
Intervalo não sujeito a amortização *.....	(35.564)	(30.289)

\* 10% do valor presente do maior valor do ativo ou passivo atuarial

A Deliberação CVM nº 371, em suas disposições transitórias, ofereceu às empresas no exercício de 2001, a alternativa do reconhecimento do passivo nos resultados pelo período de 5 anos ou pelo tempo médio de serviço ou vida remanescente dos empregados se estes forem menores, ou ainda, o reconhecimento imediato diretamente no patrimônio líquido de 31 de dezembro de 2001 com o título de "ajustes de exercícios anteriores", procedimento este adotado pela Sociedade.

Demonstramos a seguir as despesas reconhecidas com o plano previdenciário para o exercício de 2003 :

DESPESAS (RECEITAS) RECONHECIDAS NA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	R\$ mil 2003
Custo do serviço corrente (com juros) .....	1.799
Contribuições esperadas de participante .....	(2.497)
Juros sobre as obrigações atuariais .....	30.438
Rendimento esperado dos ativos .....	(24.854)
Despesa a ser apropriada pelo empregador segundo CVM-371 .....	5.086
Contribuições do empregador .....	2.258
Despesa apropriada referente à atualização do contrato de dívida .....	836
Despesa efetivamente apropriada pelo empregador durante 2003 .....	3.093
<b>Total da despesa (receita) reconhecida .....</b>	<b>1.993</b>

Demonstramos a seguir as despesas estimadas com o plano previdenciário para o exercício de 2004 :

DESPESAS A RECONHECER NA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	R\$ mil 2004
Custo do serviço corrente (com juros) .....	2.008
Contribuições esperadas de participante .....	(2.784)
Juros sobre as obrigações atuariais .....	50.364
Rendimento esperado dos ativos .....	(42.800)
<b>Total da despesa a reconhecer .....</b>	<b>6.668</b>

A seguir apresentamos as premissas utilizadas nas avaliações atuariais:

PREMISSAS ECONÔMICAS/FINANCEIRAS E DEMOGRÁFICAS		
	2003	2002
Taxa esperada de inflação no longo prazo .....	8,00%	4,00%
Taxa de desconto atuarial .....	14,48%	10,24%
Taxa esperada de retorno dos ativos no longo prazo .....	14,48%	10,24%
Taxa de progressão salarial para participantes ativos .....	10,16%	8,08%
Taxa de progressão salarial para participantes inativados .....	8,00%	
Taxa de reajuste de benefícios .....	0,00%	4,00%
Taxa de reajuste dos benefícios da previdência social .....	0,00%	
Tábua de mortalidade para participantes ativos .....	GM 1971	GM 1971
Tábua de mortalidade para participantes em invalidez .....	RRB 1944	RRB 1944
Tábua de entrada em invalidez .....	Ugmi Média	RRB 1944
Tábua de sobrevivência (extinuição de vínculo empregatício) .....	CY_BR exp.	Atuário exp.
Idade do aposentador(a) .....	100% na eleg.	100% na eleg.
Composição familiar no IRPF .....	Experiência da FCESP (1% FCESP)	Atuário exp
Tempo de inscrição na previdência social .....	Conforme informado pela FCESP	Conforme informado pela FCESP

### 35. SEGUROS

A Sociedade mantém as seguintes coberturas de seguros, compatíveis para os riscos das atividades desenvolvidas e são julgadas suficientes para salvaguardar os ativos e negócios da Sociedade de eventuais sinistros:

Riscos	Importância Segurada R\$ Mil
Riscos operacionais.....	277.944
Responsabilidade civil terceiros.....	72.230

A vigência das apólices compreende o período do 25 de agosto de 2003 a 25 de agosto de 2004.

A apólice de Riscos Operacionais tem cobertura de danos materiais aos ativos da companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição.

A cobertura para Responsabilidade Civil contra Terceiros compreende duas apólices de seguro com cobertura geral para danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados pela frota de veículos da companhia a terceiros.

### 36. FLUXO FINANCEIRO DA INCORPORAÇÃO DA TERRAÇO PARTICIPAÇÕES LTDA.

A ANEEL determinou, como parte do processo de aprovação da incorporação da Terraço Participações Ltda. pela Elektro, que seja elaborado anualmente o fluxo financeiro resultante desta incorporação, conforme previsto no primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cláusula sexta, subcláusulas sexta a décima, firmado em 1999.

Na apuração desse fluxo financeiro, são considerados como "Entradas", as economias de tributos e os dividendos que deixarem de ser distribuídos, e os resultados negativos decorrentes da incorporação (amortização e despesas financeiras associadas às dívidas incorporadas : Enron Brazil Power Holdings IV Ltd, EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda, Enron Investimentos Energéticos Ltda., ETB - Energia Total Brasil Ltda. (I) - vide nota 27), e como "Saídas", os pagamentos efetuados a título de amortização do principal e respectivos encargos vinculados à parcela da dívida incorporada.

O resultado do fluxo financeiro descrito anteriormente, se negativo, implica na obrigatoriedade da capitalização da concessão pelo acionista controlador EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária - AGO no exercício subsequente. Caso o fluxo financeiro aponte saldo positivo, o mesmo será atualizado pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M, para eventual compensação em período subsequente.

O fluxo financeiro acumulado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2003, foi positivo em R\$ 444.673 mil.

**37. MUDANÇAS NO CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO DE CLIENTES NA SUBCLASSE RESIDENCIAL BAIXA RENDA**

A Resolução ANEEL nº 246 de 30 de abril de 2002, estabeleceu que os consumidores residenciais, monofásicos com consumo mensal de até 80 kWh sejam classificada na subclasse residencial baixa renda, passando a ser beneficiados pela tarifa social, desde que:

- I. seja atendida por circuito monofásico ou o equivalente bifásico a dois condutores;
- II. tenha consumo mensal inferior a 80 kWh, calculado com base na média móvel dos últimos 12(doze) meses; e
- III. não apresente dois registros de consumo superior a 120 kWh no período a que se refere o item anterior.

Através da Resolução ANEEL nº 116 de 19 de março de 2003, foram estabelecidos os procedimentos para a solicitação de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa mediante liberação de recursos pela ELETROBRÁS diretamente às concessionárias que apuraram variação mensal de receita em virtude dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na referida Subclasse Residencial Baixa Renda.

A Elektro durante o ano de 2003 recebeu subvenção no valor total de R\$ 2.067 mil (R\$ 2.987 mil em 2002).

Visando adequar a regulamentação aos preceitos da Medida Provisória nº 132, de 20 de outubro de 2003, a ANEEL através da Resolução nº 694, de 24 de dezembro 2003, altera a redação dos artigos 2º e 4º da Resolução nº 485, de 29 de agosto de 2002, que trata dos clientes baixa renda.

De acordo com essa resolução à partir de 1º de agosto de 2004, o benefício da tarifa social baixa renda apenas será concedido automaticamente:

- I. ao consumidor residencial monofásico, com consumo médio mensal abaixo de 80 kWh;
- II. ao consumidor residencial monofásico com consumo médio mensal entre 80 e 220 kWh, desde que os mesmos tenham comprovado junto à Elektro sua inscrição em algum dos programas sociais do Governo Federal.

### **38. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

Em 11 de dezembro de 2003, foi editada a Medida Provisória nºs 144 e 145 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e assuntos correlatos, que encontram-se em tramitação na Câmara e no Senado para respectivas aprovações. Os efeitos nas operações da companhia estão sendo avaliados pela administração e após a conclusão do processo de regulamentação das disposições da Medida, serão mensurados e divulgados.

As Medidas Provisórias nºs 144 e 145 foram aprovadas pelo Congresso Nacional e convertidas nas Leis nº 10.848 e 10.847 respectivamente e sancionadas pelo governo federal em 15 de março de 2004.

## ANEXO I – DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

 DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA  
 PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO 2003 E 2002  
 (Em milhares de reais)

	R\$ mil	
	2003	2002
<b>Atividades operacionais</b>		
Lucro líquido (+) (Prejuízo) do exercício	257.202	(9.578)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(3.655)	9.787
Amonização da recuperação das partes do investimento	61.045	70.594
Recuperação das perdas no reconhecimento	-	(9.500)
Custo de compensação do fluxo de caixa A - CVA	(10.042)	(2.684)
Energia firm. sobre o PIS e Cofins	69	254
Reversão do imposto oneroso totalizado	(56.824)	-
Degradação e outras amortizações	(31.260)	95.880
Amonização de ações	(36.316)	25.254
Juros e variações monetárias de empréstimos e longo prazo	(178.731)	876.205
Resultado da equivalência patrimonial	5.298	(1.889)
Valor residual de ativos permanentemente baixados	11.351	16.584
Ingresso de renda e contribuição social diferida	-	174.563
	<b>329.554</b>	<b>234.196</b>
<b>Variações no ativo circulante e a longo prazo</b>		
Credenciamento e supridores	71.693	(109.566)
Custas e restituições	-	11.786
Arrecanhado	(180)	120
Despesas pague antecipadamente	304	16
Recuperação do parcelamento de dívidas	5.858	31.700
Custos e recuperação programa de ratificação de energia	3.278	(1.837)
Juros e variações monetárias de curto prazo	(14.463)	(24.611)
Outras contas, adiantamentos e tributos a pagar	(1.678)	9.632
	<b>62.858</b>	<b>(125.189)</b>
<b>Variações no passivo circulante e a longo prazo</b>		
Fornecedores	7.680	3.362
Suprimentos	(22.138)	(28.380)
Tributos a receber	40.708	17.305
Ajuste de exercício anterior - sobre o PIS e Cofins	(1.632)	-
Encargos do credenciamento	8.421	9.012
Saldos contribuições sociais	5.238	2.623
Empréstimos compulsórios Estabelecidos	(1.870)	(2.638)
Provisão para contingências	18.823	17.438
Plano de pensão	1.487	(4.723)
Obrigações especiais	16.819	85.707
Outras	2.725	(13.482)
	<b>71.838</b>	<b>18.560</b>
<b>Total das atividades operacionais</b>	<b>458.251</b>	<b>127.527</b>
<b>Atividades de investimento</b>		
Aplicação em imobilizado	(930.820)	(123.647)
Recuperação de equipamentos	(8.641)	(5.881)
	<b>(939.461)</b>	<b>(129.528)</b>
<b>Atividades de financiamento</b>		
<b>Captações</b>		
Aquisição de empréstimos	49.566	256.120
Juros e variações monetárias de curto prazo	41.113	27.008
	<b>90.679</b>	<b>283.128</b>
<b>Amortizações</b>		
Debitáveis	(2.247)	(1.578)
Empréstimos e financiamentos	(144.760)	(163.840)
Outras a pagar - antecipadas	(431)	(419)
Prejuízo líquido	-	(13.053)
	<b>(147.438)</b>	<b>(178.990)</b>
<b>Total das atividades de financiamento</b>	<b>(58.759)</b>	<b>102.658</b>
<b>Total dos efeitos no caixa</b>	<b>269.731</b>	<b>100.657</b>
Saldos iniciais (caixa)	172.293	18.986
Saldos finais de caixa (*)	<b>442.022</b>	<b>119.643</b>
<b>Variação no caixa</b>	<b>269.731</b>	<b>100.657</b>
(*) Inclui bancos, aplicações financeiras e caixa de depósitos		

**ANEXO II – DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**

A demonstração do valor adicionado foi elaborada de acordo com o Ofício Circular CVM/SNC/SEP nº 01, de 31 de Janeiro de 2000:

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 31 DE DEZEMBRO DE 2002**  
 (Em Milhares de Reais)

	R\$ mil	
	2003	2002
<b>Receitas</b>		
Vendas de energia e serviços.....	2.381.248	1.954.101
Provisão para créditos de liquidação duvidosa.....	(12.648)	(20.135)
Não operacionais (vide nota 31).....	2.884	1.137
	<u>2.371.485</u>	<u>1.935.043</u>
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>		
Energia comprada.....	(1.084.834)	(945.838)
Serviço de terceiros.....	(87.128)	(53.221)
Matérias.....	(17.664)	(14.083)
Outros custos operacionais.....	(84.741)	(54.888)
Despesas não operacionais (vide nota 31).....	(9.572)	(11.349)
	<u>(1.283.939)</u>	<u>(1.079.379)</u>
<b>Valor adicionado bruto.....</b>	<b>1.107.546</b>	<b>855.664</b>
Depreciação e amortização.....	(137.480)	(120.900)
<b>Valor adicionado líquido.....</b>	<b>970.066</b>	<b>734.764</b>
Receitas financeiras (vide nota 30).....	721.565	574.731
Resultado de participações societárias.....	(5.358)	1.898
<b>Valor adicionado a distribuir.....</b>	<b>1.686.273</b>	<b>1.311.393</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Pessoal e benefícios diretos.....	126.954	98.410
Impostos, taxas e contribuições.....	537.437	440.513
Imposto de renda e contribuição social.....	32.572	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	-	174.853
Taxas regulamentares (RGR/CCC).....	100.031	101.366
Despesas financeiras (vide nota 30).....	532.397	1.436.213
	<u>1.329.391</u>	<u>2.251.171</u>
<b>Lucro líquido / (prejuízo) do exercício.....</b>	<b>357.282</b>	<b>(936.778)</b>
	<u><b>1.686.273</b></u>	<u><b>1.311.393</b></u>

## ANEXO III – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS SEGREGADOS POR ATIVIDADE

 DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS SEGREGADOS POR ATIVIDADE  
 PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002

	2003 - R\$ mil			2002 R\$ mil
	DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO	ATIVIDADES NÃO VINCULADAS	TOTAL	
<b>Receitas operacionais</b>				
Clientes finais - fornecimento de energia	2.244.193	-	2.244.193	1.878.388
Suprimento de energia	7.838	-	7.838	49.133
Reposicionamento tarifário	60.837	-	60.837	-
Energia livre	22.364	-	22.364	(6.959)
Recuperação das perdas da receita do racionamento	-	-	-	9.663
Encargos de especiação emergenciais	64.114	-	64.114	39.071
Receita de uso do sistema	29.948	-	29.948	9.042
Outras receitas	14.229	3.919	18.148	13.015
	<b>2.441.443</b>	<b>3.919</b>	<b>2.445.362</b>	<b>1.991.291</b>
<b>Deduções às receitas operacionais</b>				
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(21.792)	-	(21.792)	(19.817)
Quota para a conta consumo de combustível - CQC	(78.249)	-	(78.249)	(81.549)
Reasse de encargos de capacidade emergencial	(60.601)	-	(60.601)	(37.191)
ICMS	(408.834)	-	(408.834)	(334.391)
COFINS	(73.330)	-	(73.330)	(59.742)
PIS	(17.047)	-	(17.047)	(12.063)
ISS	(22)	(202)	(224)	(71)
	<b>(659.925)</b>	<b>(202)</b>	<b>(660.127)</b>	<b>(646.414)</b>
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	<b>1.781.518</b>	<b>3.717</b>	<b>1.785.235</b>	<b>1.344.877</b>
<b>Despesas Operacionais</b>				
Pessoal	(126.700)	(254)	(126.954)	(90.410)
Matérias	(7.634)	(30)	(7.664)	(14.082)
Serviços de terceiros	(56.544)	(584)	(57.128)	(53.721)
Energia comprada para revenda	(1.057.637)	-	(1.057.637)	(962.542)
Energia livre	(17.147)	-	(17.147)	5.704
Depreciação e amortização	(101.149)	(16)	(101.165)	(95.506)
Amortização do aluguel	-	(26.316)	(26.316)	(25.294)
Outras	(107.297)	(21)	(107.318)	(75.630)
	<b>(1.497.741)</b>	<b>(17,720)</b>	<b>(1,534,961)</b>	<b>(1,387,535)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>283.777</b>	<b>(13,503)</b>	<b>290,274</b>	<b>137,343</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	-	(5,358)	<b>(5,358)</b>	<b>1,896</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>94,086</b>	<b>57,540</b>	<b>151,626</b>	<b>(894,145)</b>
<b>Resultado operacional</b>	<b>377,863</b>	<b>18,679</b>	<b>396,542</b>	<b>(754,904)</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>(6,714)</b>	<b>26</b>	<b>(6,688)</b>	<b>(10,211)</b>
<b>Lucro/(prejuízo) antes da contrib. social e do imp. de renda</b>	<b>371,149</b>	<b>18,705</b>	<b>389,854</b>	<b>(765,115)</b>
Imposto de renda	(24,553)	-	(24,553)	-
Contribuição social	(8,019)	-	(8,019)	-
Imposto de renda diferido	-	-	-	(132,457)
Contribuição social diferida	-	-	-	(42,206)
<b>Lucro/(prejuízo) líquido do exercício</b>	<b>338,577</b>	<b>18,705</b>	<b>357,282</b>	<b>(939,778)</b>



**DIRETORIA**

ORLANDO R. GONZÁLEZ  
DIRETOR PRESIDENTE

RINALDO PECCHIO JUNIOR  
DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

FRANCISCO ALFREDO FERNANDES  
DIRETOR DE OPERAÇÕES

JOÃO CARLOS RIBEIRO DE ALBUQUERQUE  
DIRETOR COMERCIAL E DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

LUIZ SÉRGIO ASSAD  
DIRETOR DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS

CELSO ARRAS MINCHILLO  
DIRETOR DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRAÇÃO

ANIS ABDELNOR  
DIRETOR

NEWTON AKIRA FUKUMITSU  
CONTADOR GERAL – CRC 1SP190768/O-4

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

**PRESIDENTE**

ORLANDO R. GONZÁLEZ

**CONSELHEIROS**

BRITALDO PEDROSA SOARES

CLAUDINEI DONIZETI CECCATO

JAMES ALTON HUGHES

RONALD W. HADDOCK

VICKY LYNN MARTINEZ

**Parecer dos auditores independentes**

Aos Administradores e Acionistas  
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

- 1 Examinamos os balanços patrimoniais da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 e as correspondentes demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto) e das origens e aplicações de recursos dos exercícios findos nessas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de emitir parecer sobre essas demonstrações financeiras.
- 2 Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, as quais requerem que os exames sejam realizados com o objetivo de comprovar a adequada apresentação das demonstrações financeiras em todos os seus aspectos relevantes. Portanto, nossos exames compreenderam, entre outros procedimentos: (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 estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da companhia, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
- 3 Conforme facultado pelas Deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM nºs. 409 e 404, emitidas em 10. de novembro e 27 de setembro de 2001, respectivamente, e como explicado na Nota 3.2 (h), a companhia decidiu exercer a opção de registrar no ativo diferido o resultado líquido decorrente do ajuste dos valores em reais de obrigações e créditos em moeda estrangeira, em virtude das variações nas taxas de câmbio ocorridas durante o exercício de 2001, no valor de R\$ 126.771 mil. Entretanto, as práticas contábeis adotadas no Brasil requerem que as variações cambiais sejam registradas no resultado do período em que elas ocorrem. Dessa forma, o ativo permanente e o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2003 estão apresentados a maior e o lucro líquido do exercício findo nessa data apresentado a menor por R\$ 42.257 mil, bem como o ativo permanente em 31 de dezembro de 2002 e o prejuízo do exercício findo nessa data estão apresentados a maior por R\$ 84.514 mil e R\$ 42.257 mil, respectivamente, e o passivo a descoberto nessa data está apresentado a menor por R\$ 84.514 mil.
- 4 Somos de parecer que, exceto pelos efeitos do diferimento da variação cambial, como descrito no parágrafo 3 precedente, as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 e o resultado das operações, as mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto) e as origens e aplicações de recursos dos exercícios findos nessas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
- 5 Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitirmos parecer sobre as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. As demonstrações de fluxo de caixa, de valor adicionado e do resultado por segmento de atividades, que estão sendo apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a companhia, não são requeridas como parte integrante das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas demonstrações, também, foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos no segundo parágrafo e, em nossa opinião, exceto pelos efeitos do diferimento da variação cambial, como descrito no parágrafo 3, estão adequadamente apresentadas em todos os seus aspectos relevantes em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

- 6 Conforme mencionado na Nota 23 às demonstrações financeiras, foi determinado pelo órgão regulador ANEEL, através do Termo de Notificação datado 3 de fevereiro de 2003 e do Relatório de Fiscalização datado de 30 de dezembro de 2002, o cancelamento integral da operação de desdobramento e resgate de ações, que totaliza R\$ 676.221 mil, aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas realizada em 3 de janeiro de 2001, com consequente estorno contábil dos lançamentos efetuados, adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos. A companhia protocolou em 18 de fevereiro de 2003, junto à ANEEL, suportada em parecer de seus assessores legais, manifestação contrária a respeito das determinações do referido Relatório de Fiscalização. Adicionalmente, a Comissão de Valores Mobiliários - CVM também estava questionando o embasamento legal dessa operação do resgate de ações, sendo que a companhia protocolou, em 27 de março de 2003, resposta ao questionamento antes referido formulado por essa Comissão. Em 4 de novembro de 2003, o colegiado da referida autarquia, por maioria, concedeu provimento ao recurso apresentado pela companhia. As demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 não incluem quaisquer ajustes para fazer face a eventual desfecho desfavorável desse assunto.
- 7 Conforme mencionado na Nota 7, as demonstrações financeiras da Elektro Eleticidade e Serviços S.A. incluem a energia elétrica comercializada no âmbito do Mercado Atacadista de Energia - MAE, com saldo de contas a receber de cerca de R\$ 30.382 mil em 31 de dezembro de 2003 (31 de dezembro de 2002 - R\$ 137.152 mil), líquidos de contas a pagar registradas na rubrica Fornecedores e Supridores de energia elétrica - Encargos de Serviços de Sistema - ESS - MAE, registrados contabilmente com base em valores fornecidos pelo próprio MAE. A realização deste montante aguarda recebimento de empresas que não efetuaram a liquidação financeira determinada pela ANEEL e a conclusão de discussão judicial acerca de interpretações das regras de mercado, as quais definiram os valores envolvidos. Tendo em vista o atual estágio inicial de discussões com os devedores, bem como fundamentada em análise jurídica de que as aludidas operações estão em conformidade com as leis vigentes e foram homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a administração da companhia entende que não há evidências suficientes de que haverá perdas futuras em conexão com esses créditos e, portanto, optou em não consignar nenhuma provisão para perdas nas demonstrações financeiras dos períodos findos em 31 de dezembro de 2003 e de 2002.
- 8 Conforme mencionado na Nota 25.2, a companhia apresentou Prejuízos acumulados de R\$ 884.346 mil em 31 de dezembro de 2003 (31 de dezembro de 2002 - R\$ 1.275.119), sendo R\$ 939.778 mil decorrentes do prejuízo do exercício findo em 31 de dezembro de 2002, reflexo principalmente dos efeitos da variação cambial sobre os empréstimos com pessoas ligadas denominados em dólar norte-americano, que têm seus vencimentos a longo prazo. De acordo com as estimativas e projeções da administração, essas empréstimos serão amortizados pelas receitas de operações futuras e não comprometem a capacidade de geração de caixa da companhia, bem como a realização de investimentos e o cumprimento de quaisquer obrigações contidas no Contrato de Concessão.

Camplnas, 19 de março de 2004

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes  
CRC 2SP000160/O-5

Francisco José Pinto Fagundes  
Contador CRC 1MG054755/O-4 "S" SP

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Demonstrações Financeiras da Emissora referente ao período de sete meses findo em 31 de julho de 2005

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

# ***Elektro Eletricidade e Serviços S.A.***

*Demonstrações Financeiras  
Referentes ao Período de Sete Meses  
Findo em 31 de Julho de 2005 e  
Parecer dos Auditores Independentes*

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE JULHO DE 2005**  
(valores em milhares de reais)

Ativo	31/07/2005
<b>Circulante</b>	
Disponível	
Bancos .....	8.866
Aplicações financeiras (vide nota 4).....	254.409
	<b>263.075</b>
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>	
Consumidores e fornecedores (vide nota 5) .....	435.199
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (vide nota 6).....	(48.589)
Reposicionamento tarifário (vide nota 10).....	184.615
Energia livre (vide nota 7.1) .....	51.021
Recuperação das perdas de receita decorrentes do programa de racionamento (vide nota 7.2)...	62.000
Amortizado.....	3.294
Adiantamentos a fornecedores.....	2.454
Impostos a compensar.....	23.117
Antecipação de imposto de renda e contribuição social .....	82.323
Despesas pagas antecipadamente:	
Conta de compensação de variações dos valores dos itens da parcela A - CVA (vide nota 8).....	71.008
Outras despesas pagas antecipadamente.....	215
Caução de fúncos .....	40.017
Outros créditos .....	17.180
	<b>926.841</b>
	<b>1.189.915</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	
<b>Créditos, valores e bens realizáveis</b>	
Parcelamentos de débitos de contas de energia (vide nota 5).....	22.517
Recomposição PIS/COFINS (vide nota 9).....	85.346
Energia elétrica longo prazo - CCEE (vide nota 5) .....	25.430
Energia livre (vide nota 7.1).....	12.755
Recuperação das perdas de receita decorrentes do racionamento (vide nota 7.2).....	10.333
Conta de compensação de variações de itens da parcela A - CVA (vide nota 8) .....	93.394
Depósitos judiciais .....	25.448
Créditos fiscais diferidos (vide nota 11) .....	372.272
Outros.....	2.177
	<b>649.640</b>
<b>Permanente</b>	
Investimentos (vide nota 12.1) .....	9.234
Imobilizado (vide nota 12.2)	
Em serviço .....	7.251.912
Depreciação acumulada.....	(1.028.144)
	<b>1.223.768</b>
Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda .....	98.759
Em curso.....	95.674
	<b>1.418.201</b>
Obrigações especiais (vide nota 12.3) .....	(245.210)
	<b>1.173.191</b>
	<b>1.182.426</b>
<b>Total do ativo</b> .....	<b>3.021.984</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE JULHO DE 2005**  
(valores em milhares de reais)

<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>31/07/2005</b>
<b>Circulante</b>	
Fornecedores (vide nota 13) .....	28.247
Fornecedores de energia elétrica (vide nota 13) .....	151.265
Energia livre (vide nota 7.1) .....	61.074
Tributos a recolher (vide nota 14) .....	368.670
Empréstimos e financiamentos (vide nota 17) .....	653.679
Contas a pagar - acionistas (vide nota 19) .....	2
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 18) .....	86.428
Encargos do consumidor (vide nota 15) .....	17.530
Salários e contribuições sociais .....	25.728
Emprestimo compulsório - ELETROBRAS .....	4.943
Provisão para contingências (vide nota 18) .....	144.261
Outros passivos circulantes .....	13.621
	<b>1.543.346</b>
<b>Exigível a longo prazo</b>	
Empréstimos e financiamentos (vide nota 17) .....	62.090
Dívidas com pessoas ligadas (vide nota 18) .....	47.334
Energia livre (vide nota 7.1) .....	12.769
Devolução baixa renda - modalidade tarifária (vide nota 23) .....	31.855
Plano de pensão (vide nota 24) .....	6.094
Outros .....	712
	<b>149.854</b>
<b>Patrimônio líquido (vide nota 20)</b>	
Capital social .....	984.057
Reserva de capital .....	48.180
Lucros acumulados .....	326.541
	<b>1.328.784</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b> .....	<b>3.021.984</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO PARA O PERÍODO DE SETE MESES FINDO  
EM 31 DE JULHO DE 2005**

(valores em milhares de reais, exceto lucro por lote de mil ações)

	31/07/2005
<b>Receitas operacionais</b>	
Clientes finais - fornecimento de energia .....	1.709.290
Suplemento de energia .....	728
Receita reposicionamento tarifário .....	28.137
Encargos de capacidade emergencial .....	41.114
Receita de uso do sistema de distribuição .....	120.348
Outras receitas .....	18.633
	<b>1.924.060</b>
<b>Deduções às receitas operacionais</b>	
Quota para a reserva global de reversão-RGR .....	(12.544)
Quota para a conta consumo combustível-CCC .....	(79.511)
Quota para a conta de desenvolvimento energético-CDE .....	(53.191)
Repasse de encargos de capacidade emergencial .....	(34.722)
ICMS sobre fornecimento .....	(335.358)
Recomposição PIS/COFINS .....	42.743
COFINS .....	(100.705)
IRPJ .....	(21.133)
ISS .....	(206)
	<b>(694.627)</b>
<b>Receitas operacionais líquidas</b> .....	<b>1.329.433</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	
Energia comprada para revenda .....	(672.696)
	<b>(672.696)</b>
<b>Custo da operação</b>	
Pessoal .....	(58.661)
Materiais .....	(10.353)
Serviços de terceiros .....	(31.232)
Depreciação e outras amortizações .....	(60.623)
Outros .....	(22.390)
<b>Custo dos serviços prestados a terceiros</b> .....	<b>(183.260)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b> .....	<b>473.475</b>
<b>Despesas operacionais</b>	
Despesas com vendas .....	(5.089)
Despesas gerais administrativas .....	(27.595)
Amortização do ágio .....	(4.294)
Outras despesas operacionais .....	(42.134)
<b>Despesas Operacionais</b> .....	<b>(79.113)</b>
<b>Resultado do serviço</b> .....	<b>393.862</b>
<b>Resultado de participações societárias</b> .....	<b>(403)</b>
<b>Resultado financeiro</b> .....	<b>28.478</b>
<b>Resultado operacional</b> .....	<b>421.937</b>
<b>Resultado não operacional</b> .....	<b>(228)</b>
<b>Lucro antes da contribuição social e do imposto de renda</b> .....	<b>421.709</b>
Imposto de renda (vide nota 21) .....	(173.534)
Contribuição social (vide nota 21) .....	(60.767)
Imposto de renda diferido (vide nota 11) .....	102.230
Contribuição social diferida (vide nota 11) .....	36.838
<b>Lucro líquido do período</b> .....	<b>326.541</b>
<b>Lucro líquido do período por lote de mil ações - R\$</b> .....	<b>0,84</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS  
EM 31 DE JULHO DE 2005  
(Valores expressos em milhares, exceto se indicado de outra forma)**

**1. CONTEXTO OPERACIONAL****1.1. OPERAÇÃO**

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (Elektro ou Sociedade), concessionária de serviço público, atua na distribuição de energia elétrica em 228 municípios, dos quais 223 no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul.

O contrato de concessão da Elektro foi assinado em 27 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 30 anos, podendo ser prorrogado, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, por prazo adicional de, no máximo, 30 anos.

Os negócios da Sociedade, incluindo os serviços prestados e as tarifas cobradas, são, em geral, regulamentados pela ANEEL.

**1.2. DESVERTICALIZAÇÃO**

O art. 4º da Lei nº. 9074, de 7 de julho de 1995, alterado pelo art. 8º da Lei nº 10.848, publicada em 16 de março de 2004, estabelece a obrigatoriedade da segregação das atividades de distribuição e de geração de energia elétrica relativas às pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Assim, as concessionárias distribuidoras, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, não podem ter participação em outras sociedades, de forma direta ou indireta, ou ainda manter atividades estranhas ao objeto da concessão.

A Elektro, em sua atividade de concessão de distribuição de energia elétrica, possui as concessões de duas Pequenas Centrais Elétricas (Emas e Lobo), além da subsidiária integral Terraco Investments Ltd. (TIL). A Sociedade está procedendo à segregação da atividade de geração e à desvinculação da subsidiária TIL, de forma a adaptar-se à nova legislação. O prazo legal para a conclusão do processo de desverticalização é 16 de setembro de 2005, 18 meses contados da data de publicação da referida Lei.

Foram aprovados em Reunião de Diretoria e na Reunião do Conselho de Administração, realizadas nos dias 5 e 10 de agosto de 2005, respectivamente, a criação de uma empresa de geração de energia elétrica que irá receber os ativos e passivos referentes a esta atividade, através da cisão parcial da Elektro e a dissolução da Terraco Investments Ltd.. Em 10 de agosto de 2005, nos termos exigidos pela legislação aplicável e pelo contrato de concessão da Elektro, foi protocolado na ANEEL o pedido de homologação do processo de desverticalização em referência.

Em 16 de agosto de 2005 foi convocada Assembleia Geral Extraordinária a ser realizada no dia 31 de agosto de 2005 para deliberar quanto à cisão das operações de geração da Sociedade. A deliberação quanto à cisão das operações de geração da Sociedade, ocorrerá desde que até a data da realização da AGE, já tenha sido aprovado pela ANEEL.

O sumário dos ativos de geração a serem objeto desta cisão é como segue:

- ✓ Ativo imobilizado em serviço, líquido: R\$ 1.571
- ✓ Patrimônio líquido: R\$ 1.571

**2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE JULHO DE 2005**

As demonstrações financeiras em 31 de julho de 2005 foram elaboradas adotando-se as práticas e critérios contábeis emanados da Legislação Societária Brasileira, disposições da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e normas da regulação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essas práticas e critérios são consistentes com aquelas adotados na elaboração das demonstrações financeiras do último exercício social e estas informações financeiras devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações.

As demonstrações financeiras em 31 de julho de 2005 foram preparadas com os seguintes objetivos:

- (i) Atender ao disposto nos artigos 12 e 13 da Instrução CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999, por força da cisão referida na nota 1.2; e

- (ii) Apresentar o balanço patrimonial da Sociedade contemplando os reflexos da operação de reestruturação de dívida e de capital da Elektro e da aplicação das Instruções CVM 319 e 349 (vide nota 3).

Por essas razões não estão sendo apresentadas as demonstrações financeiras de forma comparativa, bem como não estão sendo apresentadas as demonstrações das origens e aplicações de recursos e das mutações do patrimônio líquido, que são requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil. Na nota 20 está sendo apresentada a movimentação do patrimônio líquido para o período de sete meses findo em 31 de julho de 2005, refletindo os efeitos da Reestruturação Financeira promovida pela Sociedade.

### 3. REESTRUTURAÇÃO DE DÍVIDA E DE CAPITAL (REESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA)

A Elektro iniciou em junho de 2005 o processo de reestruturação de dívida e capital, sendo que até 31 de julho de 2005 foram realizadas, quase em sua totalidade, as etapas previstas neste processo, o que permitiu à Sociedade:

- a) Absorver os prejuízos acumulados, apurados até 31 de dezembro de 2004, no valor de R\$ 624.534, com reserva de capital e capital, nos termos do artigo 173 da Lei nº 6.404/76 (vide nota 20);
- b) Aumentar o capital social e constituir reserva de capital no montante total de R\$ 1.111.284, assim composto:
  - i. R\$ 594.025 equivalentes a US\$ 250.000, integralizado mediante a capitalização de créditos detidos pela Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (PEBFL); e
  - ii. R\$ 517.259 integralizados pela ETB – Energia Total do Brasil Ltda. (ETB), EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. (EPC) e Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. (PEIE), mediante a capitalização de créditos detidos relativos ao saldo a pagar da operação de resgate de ações aprovada na Assembleia Geral Extraordinária da Sociedade, realizada em 02 de janeiro de 2001.
- c) Contratar empréstimo ponte, pelo prazo de até 180 dias, no valor de até R\$ 500.000, cujo prazo de pagamento poderá ser prorrogado por até cinco anos, na hipótese da Sociedade não emitir as debêntures mencionadas na letra (f) abaixo e desde que seja concretizado o aumento de capital conforme descrito no item (b) acima, este último já ocorrido em 25 de julho de 2005;
- d) Pagar antecipadamente as seguintes dívidas em moeda estrangeira:
  - i. US\$ 81.918, ocorrido em 23 de junho de 2005, referentes aos juros diferidos do período de dezembro de 2001 a dezembro de 2003, relacionados à dívida com a PEBFL, no valor principal de US\$ 250.000, (vide nota 18); e
  - ii. Saldo devedor da dívida com a ETB, incluindo principal e juros diferidos, no valor total de US\$ 245.921 em 30 de junho de 2005, sendo que US\$ 213.567 foram pagos em julho de 2005 e US\$ 32.334 deverá ser pago até o final de 2005.
- e) Constituir provisão no montante de R\$ 469.073 a débito de reserva de capital, nos termos das Instruções CVM 319/99 e 349/01, em atendimento a determinação da ANEEL, de forma a ajustar o ágio existente na data base de 31 de dezembro de 2004, fundamentado em expectativa de rentabilidade futura.

Ainda como parte do processo de Reestruturação Financeira, encontram-se em fase de conclusão as seguintes operações:

- f) A emissão de debêntures simples quirografárias, não conversíveis em ações, totalizando na data de emissão o valor de até R\$ 750.000. Essa operação foi aprovada pela ANEEL em 28 de junho de 2005, e será submetida à aprovação na AGE, a ser realizada em 31 de agosto de 2005, além da obtenção do respectivo registro de emissão na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), providência esta protocolada em 26 de julho de 2005.
- g) Pagamento do saldo da dívida com a ETB, mencionada no tópico d(ii) acima, no montante de US\$ 32.334 (equivalente a R\$ 77.293 em 31 de julho de 2005), previsto para ocorrer ainda no ano de 2005.

O processo de Reestruturação Financeira foi aprovado pela ANEEL, pelo Conselho de Administração e pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE).

Esse processo de reestruturação permitiu, principalmente:

- ✓ eliminar o risco de exposição cambial da Elektro vinculado às dívidas denominadas em dólares norte-americanos;
- ✓ que a Elektro tenha uma estrutura de capital auto-sustentável, preservando a sua liquidez e facilitando o acesso aos mercados financeiros e de capitais, quando necessário.

#### 4. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

As aplicações financeiras têm o seguinte perfil de vencimentos:

Vencimentos dos saldos em R\$ mil			
31/07/2005			
Ano	CDBs*	Fundos de Inv.**	Total
2005	-	178.286	178.286
2006	34.391	35.809	70.200
2007	5.923	-	5.923
<b>Total</b>	<b>40.314</b>	<b>214.095</b>	<b>254.409</b>

\* Os Certificados de Depósito Bancário - CDBs estão indexados à variação das taxas diárias dos Certificados de Depósito Interbancário (CDIs).

\*\* Fundos de Investimento Financeiro Exclusivo (FIFs) referem-se a aplicações financeiras em títulos privados, públicos e CDBs com variação média de 100,5% do CDI.

Os valores registrados em aplicações financeiras aproximam-se do valor de mercado das mesmas, podendo ser resgatados a qualquer momento, sem perdas para a Sociedade.

#### 5. CONTAS A RECEBER – CONSUMIDORES, SUPRIDORES E PARCELAMENTOS DE DÉBITOS

Classes	31/07/2005						
	R\$ Total de (*)	Vencidos			Total		Total
		Consumidores até 90 dias	(+) 90 dias	A Vencer	C.Prazo	L.Prazo	
Residencial .....	1.623.372	48.197	8.737	49.171	106.100	-	106.100
Indus. e al. ....	21.818	11.085	15.213	11.130	37.428	-	37.428
Comércio .....	128.073	9.876	3.987	11.161	26.024	-	26.024
Ruins .....	93.526	2.554	402	4.799	7.762	-	7.762
Poder Público .....	14.546	832	2.063	5.988	8.873	-	8.873
Iluminação Pública .....	1.770	1.551	5.762	6.602	13.925	-	13.925
Serviço Público .....	2.746	1.371	284	4.791	6.446	-	6.446
Parcelamentos de débitos .....	-	2.257	6.188	27.101	35.546	22.517	68.063
Rendas não faturadas .....	-	-	-	169.577	169.577	-	169.577
(-) Apreciação em processo de classificação .....	-	-	-	(4.484)	(4.494)	-	(4.494)
<b>Total de consumidores e parcelamentos .....</b>	<b>1.885.353</b>	<b>77.690</b>	<b>42.671</b>	<b>325.926</b>	<b>426.187</b>	<b>22.517</b>	<b>448.704</b>
<b>Supridores:</b>							
Compra de Comercialização de Energia							
Elétrica - CCEE - Venda de energia .....	-	-	-	12.012	12.012	25.400	37.412
<b>Total de supridores .....</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.012</b>	<b>12.012</b>	<b>25.400</b>	<b>37.412</b>
<b>Total .....</b>	<b>1.885.353</b>	<b>77.690</b>	<b>42.671</b>	<b>317.638</b>	<b>438.199</b>	<b>47.917</b>	<b>486.116</b>

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes.

Do montante de R\$ 25.400 a receber de supridores no âmbito da CCEE em 31 de julho de 2005, R\$ 19.615 referem-se a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor, R\$ 4.009 referem-se a acordos bilaterais em negociação e R\$ 1.776 refere-se a valores já negociados e parcelados. A Sociedade não espera incorrer em perdas com a realização destes valores.

**6. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

A Elektro tem registrado como provisão para créditos de liquidação duvidosa, em 31 de julho de 2005, o montante de R\$ 48.599, que apresenta a seguinte composição:

Tipos de créditos	31/07/2005
Residencial.....	10.448
Industrial.....	5.950
Comercial.....	3.617
Rural.....	267
Poder público (federal, estadual e municipal)...	1.423
Iluminação pública.....	8.994
Parcelamentos prefeituras municipais.....	15.728
Parcelamento privado.....	2.172
<b>Total</b> .....	<b>48.599</b>

O valor registrado como provisão para créditos de liquidação duvidosa foi apurado em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, e julgado suficiente pela Administração para cobertura de prováveis perdas com recebíveis, incluindo parcelamentos de débitos.

**7. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO**

Em dezembro de 2001 a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), as distribuidoras e as geradoras de energia concluíram o Acordo Geral do Setor Elétrico, visando à recomposição das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica que ocorreu de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. Este acordo, que foi assinado em 4 de julho de 2002, instituiu o reajuste tarifário extraordinário de 2,9% nas tarifas de fornecimento de energia elétrica para os consumidores rurais e residenciais (exceto aqueles considerados como de "baixa renda") e de 7,9% para os demais consumidores. Este reajuste é denominado Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) e encontra-se em vigor desde 27 de dezembro de 2001, visando à recuperação das perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, da Energia Livre e das Variações dos Valores de Itens da Parcela "A".

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, entre outros assuntos, determinou o prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da Elektro em 58 meses, a partir de 27 de dezembro de 2001, e excluiu deste prazo a Compensação e Variações de Valores de Itens da Parcela "A".

A recuperação dos valores, referentes à Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela "A" se dará imediatamente após a recuperação das perdas decorrentes do racionamento através da prorrogação da Recomposição Tarifária Extraordinária pelo prazo que for necessário.

Os reflexos deste acordo e das resoluções da ANEEL estão reconhecidos e demonstrados a seguir:

**7.1. ENERGIA LIVRE**

A energia livre é a energia produzida por unidades geradoras não vinculadas a Contratos Iniciais de Suprimento de Energia e que complementam e substituem a geração das usinas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Durante a vigência do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determinou uma redução acentuada na geração das usinas participantes do MRE, resultando em exposição financeira dessas geradoras em relação às usinas produtoras de energia livre.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu o limite de R\$ 49,26/MWh para as exposições dos geradores participantes do MRE em relação às compras de energia livre durante o período do racionamento. A diferença entre os preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CC EE (sucessora do MAE) vigentes à época do racionamento e o limite citado acima, devida às unidades geradoras produtoras de energia livre, está sendo repassada pelas distribuidoras, mensalmente, através de um percentual incidente sobre os recursos efetivamente recebidos através da RTE, em vigor a partir de 27 de dezembro de 2001, cobrado nas tarifas de fornecimento de energia de clientes finais.



Do valor de R\$ 115.318, homologado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, a Sociedade tem registrado contabilmente, em 31 de julho de 2005, o saldo de energia livre a receber de R\$ 63.776 (R\$ 51.021 no ativo circulante e R\$ 12.755 no realizável a longo prazo), e a pagar de R\$ 63.843 (R\$ 51.074 no passivo circulante e R\$ 12.769 no exigível a longo prazo), líquido de PIS, COFINS, CPMF, taxa de fiscalização da ANEEL e percentual destinado à pesquisa e desenvolvimento (1% da receita bruta), conforme previsto na Resolução ANEEL nº 89, de 25 de fevereiro de 2003.

Através do mecanismo da RTE o montante de Energia Livre está sendo recuperado desde fevereiro de 2003 e repassado às geradoras a partir de março de 2003, tendo seu término estimado pela Sociedade para outubro de 2006. Esse repasse corresponde a 41,1345% do valor arrecadado mensalmente através da RTE.

## 7.2. RECUPERAÇÃO DAS PERDAS DE RECEITA DECORRENTES DO PROGRAMA DE RACIONAMENTO

A metodologia de apuração dos valores a serem recuperados a título de perda de receita decorrente do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, foi regulamentada pela Resolução ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e sua contabilização foi realizada conforme a Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002.

O valor homologado pela ANEEL, referente às perdas de receita decorrentes do Programa de Racionamento de Energia Elétrica no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002 totalizou R\$ 219.184. O equivalente a 90% deste montante (R\$ 197.266) foi financiado pelo BNDES (vide nota 17).

O referido saldo está sendo amortizado pelo valor faturado da RTE, deduzido o valor correspondente à energia livre (vide nota 7.1). Essa amortização teve início em janeiro de 2002, tendo seu término estimado pela Sociedade em agosto de 2006. Até 31 de julho de 2005 foram amortizados R\$ 266.542, sendo R\$ 44.315 no período janeiro a julho de 2005.

## 8. CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÕES DE VALORES DE ITENS DA PARCELA A - CVA

O mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica está previsto no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, em conformidade com a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, Portaria Interministerial nº 25 dos Ministérios de Estado da Fazenda e do Minas e Energia, de 24 de janeiro de 2002, Resoluções ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, e nº 90, de 18 de fevereiro de 2002. Estas variações são apuradas através da diferença entre os gastos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da apuração da tarifa nos reajustes tarifários anuais.

Descrição	31/07/2005				
	Parcela A		CVA		Total
	jan01 a out01	ago02 a jul03	ago03 a jul04	ago04 a jul05	
Custo da energia de tração.....	36.791	18.157	(17.712)	2.768	40.004
Transporte de energia - tração.....	164	68	297	307	926
Energia comprada.....	3.054	-	-	(61.702)	(58.648)
Encargos de conexão.....	717	-	-	-	717
Encargos de serviço de sistema - ESS.....	-	46.628	5.609	6.894	60.131
Uso da rede básica.....	1.540	(2.202)	3.677	(12.458)	(9.443)
<b>Subtotal diferido de energia comprada.....</b>	<b>42.266</b>	<b>82.631</b>	<b>(7.129)</b>	<b>(64.191)</b>	<b>33.597</b>
Contribuição de consumo de combustível - CCC.....	12.332	1.278	12.014	19.529	46.053
Conta de desenvolvimento energético - CDE.....	-	15.548	19.310	12.650	47.408
Reserva global de reversão - RGR.....	(920)	-	-	-	(920)
Taxa de fiscalização ANEEL.....	762	-	-	-	762
<b>Total das variações dos itens da CVA.....</b>	<b>54.460</b>	<b>79.477</b>	<b>25.101</b>	<b>(32.032)</b>	<b>127.006</b>
Total da variação Solic.....	60.306	42.244	4.415	1.295	108.258
<b>Total principal CVA atualizado.....</b>	<b>114.768</b>	<b>121.721</b>	<b>29.512</b>	<b>(30.737)</b>	<b>235.264</b>
Amortização da CVA.....	-	(48.516)	(22.046)	-	(70.562)
<b>Total.....</b>	<b>114.768</b>	<b>72.905</b>	<b>7.466</b>	<b>(30.737)</b>	<b>164.402</b>
Ativo circulante.....	-	63.542	7.466	-	71.008
Realizável a longo prazo.....	114.768	9.363	-	(30.737)	93.394
<b>Total.....</b>	<b>114.768</b>	<b>72.905</b>	<b>7.466</b>	<b>(30.737)</b>	<b>164.402</b>

## 8.1 PARCELA A

Em 29 de agosto de 2002, através da Resolução nº 482, a ANEEL homologou o valor da Parcela A, no montante de R\$ 58.910 (R\$ 54.460 de principal, acrescido da atualização pela taxa Selic até a data da homologação, de R\$ 4.450), referente ao período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001. Deste valor, 90% (R\$ 53.019) foram financiados pelo BNDES, cuja liberação ocorreu em setembro de 2002.

O início da amortização da Parcela A é estimado pela Sociedade para outubro de 2006, tendo o seu término previsto para outubro de 2007, através de mecanismo semelhante ao da RTE, em vigor desde 27 de dezembro de 2001.

## 8.2 CVA

A Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, alterou o prazo de repasse dos valores relacionados à CVA as tarifas das distribuidoras de energia elétrica. No caso da Elektro, as variações ocorridas entre agosto de 2002 e julho de 2003 estão sendo repassadas aos consumidores durante os 24 meses subsequentes ao reajuste anual, ocorrido em agosto de 2004.

Em decorrência do adiamento do repasse nas tarifas dos valores apurados com a aplicação do mecanismo de compensação da CVA, foi criado, através da Medida Provisória nº 127, de 4 de agosto de 2003, o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, que autorizou, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o financiamento dos valores da CVA não repassados às tarifas nos reajustes tarifários das Concessionárias.

Os recursos deste financiamento foram liberados em 3 parcelas, corrigidas pela taxa Selic desde a data do reajuste tarifário em 27 de agosto de 2003 até a data da liberação de cada parcela, o que totalizou R\$ 98.026, conforme determinado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 (vide nota 17).

No último reajuste tarifário, também foram repassadas às tarifas, as variações dos custos não gerenciáveis compreendidos pela CVA, apuradas no período de agosto de 2003 a julho de 2004.

Em 30 de março de 2005 foi publicada a Resolução Normativa nº 153, que estabelece critérios e procedimentos para cálculo e repasse, às tarifas de fornecimento de energia elétrica do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica, conforme publicado na Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, alterando a redação da Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002. A referida portaria incluiu na Conta de Compensação de Variações de Valores da Item da Parcela A – CVA as variações ocorridas entre os reajustes tarifários do custo de aquisição de energia elétrica. A recomposição destas variações na tarifa está condicionada à celebração de aditivo ao Contrato de Concessão. Em conexão com esta determinação, em 12 de julho de 2005 foi assinado o segundo termo aditivo ao contrato de concessão da Elektro.

Nas variações negativas líquidas, apuradas entre agosto de 2004 e julho de 2005, estão considerados os efeitos das regras da Resolução Normativa nº 153, em conformidade com a Portaria Interministerial nº 361. As variações deste período encontram-se pendentes de homologação por parte de órgão regulador, estando sujeitas a eventuais alterações, quando de sua homologação definitiva e devem ser repassadas às tarifas a partir do próximo reajuste tarifário, em 27 de agosto de 2005.

## 9. RECOMPOSIÇÃO PIS/COFINS

Em conformidade com o Contrato de Concessão e o disposto no artigo 9º, parágrafo 3º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que assegura o direito à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária, a Elektro vem procedendo ao reconhecimento, desde dezembro de 2004, no ativo realizável a longo prazo, (i) dos valores apurados em consequência da mudança do critério de tributação para não cumulatividade, conforme Lei 10.637/02, do PIS a partir de dezembro de 2003, no montante de R\$ 17.632 de principal e R\$ 862 de atualização monetária, e; (ii) Lei 10.833/03 do COFINS, a partir de fevereiro de 2004, no montante de R\$ 66.322 de principal e de R\$ 1.530 de atualização monetária. Esses valores estão sendo contabilizados de acordo com o Ofício Circular nº 302/2005 – SFF/ANEEL.

Os valores reconhecidos até 31 de julho de 2005 estão pendentes de homologação e serão incorporados às tarifas, em prazo a ser definido pela ANEEL, não superior, entretanto, a três anos, conforme definido no Ofício nº. 2237/2004-SFF/SER/ANEEL, de 17 de dezembro de 2004.

**METODOLOGIA DE INCLUSÃO DO PIS/COFINS NA COMPOSIÇÃO DA TARIFA**

Em 23 de junho de 2005 a ANEEL disponibilizou o Aviso de Audiência Pública nº 014/2005, com a proposta da metodologia de cálculo, a ser adotada pelas distribuidoras de energia elétrica, para adicionarem as despesas com PIS/Pasep e Cofins às faturas de energia elétrica. A referida metodologia definirá os critérios a serem adotados pelas empresas para apurar o impacto financeiro provocado pela elevação das alíquotas dos referidos tributos pelas Leis nº 10.637/02 (PIS/Pasep) e nº 10.833/03 (Cofins).

Com a mudança da sistemática de apuração do PIS/PASEP e do Cofins pelas empresas, determinada pela legislação acima citada, a ANEEL está excluindo estes encargos do cálculo das tarifas das distribuidoras, quando do reajuste ou revisão tarifária, e autorizando as distribuidoras a cobrar separadamente o PIS/PASEP e o Cofins dos consumidores. As faturas deverão conter a informação ao consumidor sobre o montante destes encargos incluídos na conta de energia elétrica, a exemplo do que ocorre atualmente com o ICMS. Esse procedimento deverá ser adotado pela Elektro a partir de 27 de agosto de 2005, data do próximo reajuste tarifário.

**10. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 216, de 26 de agosto de 2004, revisou, de forma definitiva, o índice de reposicionamento tarifário de agosto de 2003 para 26,69%, exceto pelos valores referentes às adições e baixas dos bens e instalações ocorridas entre a data base do laudo de avaliação (março de 2003) e julho de 2003, que deverão ser acrescidos no reajuste tarifário de 27 de agosto de 2005. A diferença entre o reposicionamento tarifário e o reajuste aplicado em agosto de 2003 (20,25%) está sendo considerada nos reajustes tarifários anuais, aplicáveis de 27 de agosto de 2004 a 26 de agosto de 2007. O valor correspondente ao diferimento do reposicionamento tarifário está sendo reconhecido contabilmente como receita operacional, considerando o cálculo "pró-rata dia" para o período de 12 meses, desde 27 de agosto de 2003. A amortização deste ativo regulatório, cuja escala de valores de amortização foi pré-definida pela Aneel, iniciou-se em 27 de agosto de 2004.

**11. CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS**

Créditos Fiscais Diferidos	31/07/2005
	Total
Diferenças temporariamente indedutíveis . . . . .	28.132
Prejuízos fiscais . . . . .	111.001
Benefício fiscal do ágio incorporado . . . . .	233.139
	<u>372.272</u>

Em conformidade com o pronunciamento do IBRACON sobre a contabilização do imposto de renda e da contribuição social, aprovado pela Deliberação CVM 273/98 e Instrução CVM 371/02, a Administração da Elektro reconheceu, em 31 de julho de 2005, o montante de R\$ 139.133 referente à parte dos créditos fiscais relativos ao prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social, relacionados à realização das diferenças temporárias tributáveis originadas pela variação cambial credora sobre obrigações em moeda estrangeira liquidadas nos meses de junho e julho de 2005.

A Sociedade promoverá, durante o segundo semestre do exercício de 2005 a revisão de suas projeções financeiras, que suportam a recuperação dos créditos tributários e as submeterá para análise e aprovação do Conselho de Administração. Até o final deste exercício, a Administração estima dispor dos requisitos para ajuste definitivo do saldo de créditos fiscais, em conformidade com a Instrução CVM 371 e Deliberação CVM 273/98 e, assim, registrar o saldo restante que, em 31 de julho de 2005, totalizava R\$ 249.947.

Em atendimento à determinação da ANEEL, a Sociedade constituiu, em julho de 2005, provisão no montante de R\$ 469.073, resultante da diferença entre o valor do ágio fundamentado em expectativa de resultados futuros e o benefício fiscal decorrente de sua amortização, nos termos das Instruções CVM 319 e 349, de 3 de dezembro de 1999 e 6 março de 2001, respectivamente. A contrapartida do referido lançamento foi registrada no Patrimônio Líquido - Reserva de Capital.

O saldo líquido resultante deste procedimento (benefício fiscal do ágio incorporado), no montante de R\$ 233.139 está sendo apresentado no realizável a longo prazo como créditos fiscais diferidos. Quando a

revisão das projeções de rentabilidade mencionada acima for concluída, a Sociedade terá informações que permitirão a eventual classificação de parte deste saldo no curto prazo.

Os procedimentos adotados para aplicação dos termos das Instruções CVM 319 e 349 sobre o ágio advindo de incorporação foram analisados e confirmados pela CVM, conforme Ofício CVM/SEP/GEA-1/nº 410/2005 de 20 de julho de 2005.

O ágio fundamentado em expectativa de rentabilidade futura está sendo amortizado de acordo com a expectativa de rentabilidade projetada para o período remanescente da concessão da Elektro, ou seja, até o ano de 2028, revisada pela ANEEL, conforme Ofício nº 2182, de 23 de dezembro de 2003, a partir de 1º de janeiro de 2002. Entre janeiro de 1999 e dezembro de 2001, o referido ágio foi amortizado a taxa de 10% a.a. A taxa de amortização do ágio utilizada no exercício de 2005 é de 3,80520% a.a. e está em conformidade com os Ofícios nº 2182/2003 e 76/2004-SFF/ANEEL de 23 de dezembro de 2003 e 14 de janeiro de 2004, respectivamente. A realização do benefício fiscal respectivo dar-se-á, portanto, proporcionalmente a esta razão de amortização.

## 12. PERMANENTE

### 12.1. INVESTIMENTOS

	31/07/2005
Termos.....	4.264
Edificações.....	102
Terraco Investments Ltd...	3.650
FINOR.....	1.218
	<u>9.234</u>

#### Terraco Investments Ltd.

O investimento na Terraco Investments Ltd (TIL), 100% controlada pela Elektro, é avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Não estão sendo apresentadas as demonstrações financeiras consolidadas daquela empresa com a Elektro por não representarem alterações relevantes na posição financeira e na demonstração do resultado da Sociedade. Os principais valores do balanço patrimonial da controlada são os seguintes:

	31/07/2005
<b>Ativo</b>	
Circulante	
Bancos.....	3.650
<b>Total do Ativo</b>	<u>3.650</u>
<b>Passivo</b>	
Patrimônio líquido	
Capital social.....	26.176
Prejuízos acumulados.....	(22.526)
<b>Total do Passivo e patrimônio líquido</b>	<u>3.650</u>

Em 8 e 12 de julho de 2005 a TIL recebeu antecipadamente o total do seu contas a receber no montante em moeda estrangeira equivalente a US\$ 179 milhões (R\$ 421.922). Nestas mesmas datas, a TIL liquidou antecipadamente a dívida em moeda estrangeira, equivalente a US\$ 177 milhões (R\$ 418.273) com a Prisma Energy International Inc.

Está previsto ocorrer, ainda em 2005, a dissolução da TIL, em atendimento ao processo de desverticalização, descrito na nota 1.2.

**12.2. IMOBILIZADO**

	Taxas Anuais Depreciação/Amortização	31/07/2005		
		Custo	Depreciação/Amortização	Líquido
<b>Em Serviço</b>				
Intangível.....	0 a 20,0%	20.797	(487)	20.310
Terrenos.....	-	12.645	-	12.645
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	2,0 a 5,0%	45.429	(21.456)	23.973
Máquinas e equipamentos.....	2,0 a 7,7%	2.065.146	(940.532)	1.124.614
Veículos.....	20,0%	23.621	(18.811)	4.810
Móveis e utensílios.....	10,0%	8.297	(4.235)	4.062
<b>Distribuição.....</b>		<b>2.175.935</b>	<b>(985.501)</b>	<b>1.190.434</b>
Intangível.....	0 a 20,0%	31.019	(25.520)	4.499
Terrenos.....	-	189	-	189
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	2,0 a 5,0%	6.851	(969)	5.882
Máquinas e equipamentos.....	2,0 a 7,7%	6.904	(2.429)	4.475
Veículos.....	20,0%	8.660	(2.155)	6.505
Móveis e utensílios.....	10,0%	17.578	(7.105)	10.473
<b>Administração Central.....</b>		<b>71.201</b>	<b>(39.228)</b>	<b>31.973</b>
<b>Produção.....</b>	<b>2,0 a 6,7%</b>	<b>4.776</b>	<b>(3.415)</b>	<b>1.361</b>
		<b>2.251.812</b>	<b>(1.028.144)</b>	<b>1.223.768</b>
<b>Ágio pela incorporação da Terraço Participações Ltda.</b>				
- Mais valia do ativo imobilizado.....	5,0%	147.218	(48.459)	98.759
<b>Atividades não vinculadas à concessão.....</b>		<b>147.218</b>	<b>(48.459)</b>	<b>98.759</b>
		<b>2.399.130</b>	<b>(1.076.603)</b>	<b>1.322.527</b>
<b>Em Curso</b>				
Obras.....		57.661	-	57.661
Almoxarinhos.....		26.965	-	26.965
Depositos, judicial e provisão para desapropriações.....		2.903	-	2.903
Adiantamentos a fornecedores.....		6.277	-	6.277
Materiais em reparo.....		1.978	-	1.978
		<b>95.874</b>	<b>-</b>	<b>95.874</b>
Obrigações especiais (vide nota 12.3).....		(245.210)	-	(245.210)
<b>Total do imobilizado.....</b>		<b>2.249.794</b>	<b>(1.076.603)</b>	<b>1.173.191</b>

**Ágio pela Incorporação da Terraço Participações Ltda. – mais valia do ativo imobilizado**

O saldo relacionado à mais valia do imobilizado é amortizado em aproximadamente 20 anos, de acordo com o prazo médio de vida útil do imobilizado.

**12.3 OBRIGAÇÕES ESPECIAIS**

Descrição	R\$ mil
	31/07/2005
Contribuição do consumidor.....	154.257
Doações e subvenções para investimentos..	90.953
<b>Total</b>	<b>245.210</b>

As contribuições do consumidor representam recursos pagos à Sociedade, pelos consumidores e pela União, para cobertura dos custos de conexão à rede de distribuição de energia.

As doações e subvenções para investimentos estão relacionadas aos recebimentos, pela Elektro, de doações não vinculadas a qualquer retorno em favor do doador e de subvenções, ambas destinadas a investimentos no serviço público de distribuição de energia elétrica.

Eventuais compensações destas obrigações especiais dependem de determinações do Poder Concedente. Tendo em vista a natureza destas obrigações, estas não devem ser consideradas como exigibilidade para fins de cálculo de índices econômico – financeiros e por esse motivo o saldo desta conta está sendo apresentado como redutor do ativo imobilizado em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. As obrigações especiais não estão sujeitas à atualização ou depreciação.

### 13. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

Descrição	31/07/2005
<b>Supridores de energia elétrica</b>	
<b>Moeda nacional</b>	
Supridores .....	108.417
Encargos de serviço do sistema - ESS.....	1.000
	<u>109.417</u>
<b>Moeda estrangeira</b>	
Supridores - Fumas .....	41.653
Variação cambial - Fumas .....	195
	<u>41.848</u>
<b>Total supridores de energia elétrica.....</b>	<b>151.265</b>
<b>Fornecedores</b>	
<b>Moeda nacional</b>	
Materiais e serviços .....	26.247
<b>Total fornecedores.....</b>	<b>26.247</b>
	<u><b>177.512</b></u>

Em 2005 os Contratos Iniciais estão sendo reduzidos para o patamar de 25% do valor inicial, sendo este o último ano que tais contratos estarão em vigor. Essa redução vem sendo suprida por contratos advindos dos leilões de energia, regulados pelo governo federal, particularmente aquele realizado em dezembro de 2004, que resultou em contratos de compra, por parte da Elektro com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007, com duração de 8 anos. A Elektro adquiriu 66.025 GWh nos leilões realizados em dezembro de 2004 e abril de 2005, sendo que no leilão ocorrido em dezembro, a Elektro contratou 62.362 GWh de 12 empresas de geração, distribuídos como segue:

- ✓ 36.348 GWh para o período de 2005 a 2012 –Tarifa média R\$ 57,51/MWh
- ✓ 23.351 GWh para o período de 2006 a 2013 -Tarifa média R\$ 67,33/MWh
- ✓ 2.663 GWh para o período de 2007 a 2014 –Tarifa média R\$ 75,46/MWh

Através do leilão realizado em 2 de abril de 2005 a Elektro contratou 3.663 GWh para o período de 2006 a 2016, com tarifa média R\$ 83,13/MWh. Além disso, a partir de Janeiro de 2005, a quota-parte da Sociedade na energia do Itaipu foi revista, passando de 4,297% para 4,390%. Isto significou um aumento de 47 GWh na energia vinculada de Itaipu para a Elektro.

A revisão da potência contratada e da energia vinculada de Itaipu para o ano de 2005, determinada pela Resolução Normativa nº 159/2005 que revogou a Resolução Normativa nº 128/2004, representou um aumento de 2,3 GWh na energia de Itaipu destinada à Elektro, sendo 0,8 GWh já para o primeiro semestre de 2005.

Foi publicada em 20 de julho de 2005, a Resolução Normativa nº 161/2005, que aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica referentes ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD). Esse mecanismo permite que as distribuidoras com excesso de contratos de energia possam disponibilizar, para as distribuidoras que se predisponham a absorver parte dessa sobra. A Elektro, através deste mecanismo de compensação, contratou 131,4 GWh, a um preço de R\$ 57,51/MWh, para o período de 8 anos.

**14. TRIBUTOS A RECOLHER**

	31/07/2005
	Circulante
Imposto s/circulação de mercadorias e serviços - ICMS.....	61.829
Imposto de renda e contribuição social s/ lucro líquido.....	217.538
Contribuição financiamento da seguridade social - COFINS.....	12.088
Programa de integração social - PIS.....	2.630
Imposto de renda retido na fonte - IRRF.....	710
Impostos incidentes sobre ativos regulatórios:	
COFINS.....	19.241
PIS/PASFP.....	2.793
Imposto de renda e contribuição social s/ lucro líquido.....	52.006
ISS a recolher.....	36
<b>Total</b> .....	<b>368.670</b>

Os impostos incidentes sobre ativos regulatórios referem-se ao reposicionamento tarifário de 2003 (vide nota 10).

**15. ENCARGOS DO CONSUMIDOR**

	31/7/2005
Quota para a reserva global de reversão - RGR.....	1.977
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC.....	10.425
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE.....	6.780
Encargos de capacidade emergencial.....	(1.652)
<b>Total</b> .....	<b>17.530</b>

**16. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS**

Periodicamente, a Administração da Sociedade revisa os questionamentos judiciais a que está sujeita e, baseada na opinião de seus assessores legais, identifica a necessidade de revisão dos valores provisionados, bem como casos que requeiram a constituição de novas provisões. Devido à dificuldade de classificação em relação ao prazo esperado de liquidação das contingências, conservadoramente a Sociedade as manteve classificadas no passivo circulante.

As provisões refletem as perdas futuras prováveis e apresentam o seguinte saldo:

Provisões	31/07/2005
Cíveis, trabalhistas e regulatórias .....	32.829
Reajuste tarifário .....	5.624
Desapropriações.....	2.461
Fiscais:	
- COFINS.....	80.668
PIS .....	11.783
- ICMS - Demanda.....	30.896
	<b>144.261</b>

**Cíveis, trabalhistas, regulatórias e desapropriações**

Provisões para fazer frente à cobertura de processos cíveis, trabalhistas, regulatórios e de desapropriações decorrentes da atividade operacional da Elektro.

**Reajuste tarifário**

Provisões efetuadas para fazer frente a eventuais ações contra reajustes de tarifas de fornecimento de energia elétrica ocorridos durante períodos de congelamento de preços ocorridos em 1988.

**PIS/COFINS – Ampliação da base de cálculo**

Refere-se ao questionamento do direito de recolher o PIS/COFINS nos termos previstos pela Lei Complementar 70/91, considerando a incidência somente sobre o faturamento, excetuando-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

Em 29 de setembro de 2004 a Sociedade tomou conhecimento da sentença desfavorável nesta demanda. A Sociedade protocolou, em 14 de outubro de 2004, Recurso Especial perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e Recurso Extraordinário perante o Supremo Tribunal Federal (STF).

Em 18 de outubro de 2004 a Sociedade ajuizou medida cautelar perante o Tribunal Regional Federal (TRF) para assegurar efeito suspensivo aos referidos recursos. Em 10 de novembro de 2004 foi publicada no Diário Oficial do Estado, decisão favorável ao deferimento da Liminar concedendo a referida suspensão.

Paralelamente, a Sociedade impetrou Mandado de Segurança com Pedido de Liminar, buscando o reconhecimento da não incidência da COFINS sobre as variações cambiais de receitas oriundas de operações financeiras, antes da respectiva liquidação. Em 28 de outubro de 2004 a liminar foi obtida.

Tendo em vista que há controvérsia e que a discussão não foi julgada em esfera superior, a Sociedade mantém 100% dos valores em discussão provisionados.

**ICMS - Demanda**

Refere-se à discussão sobre a definição da base de cálculo do ICMS sobre o fornecimento de energia nos termos dos contratos firmados pela Sociedade com seus clientes do Grupo A, nos quais se garante a disponibilidade para o fornecimento de um certo volume de demanda, ainda que o nível contratado não venha a ser efetivamente fornecido (demanda contratada x demanda medida).

Em 6 de dezembro de 2004 a Elektro recebeu Auto de Infração referente ao período de julho de 1998 a abril de 2004. O valor contabilizado, em 31 de julho de 2005, é de R\$ 30.896, sendo R\$ 19.939 de principal e R\$ 10.957 de variação monetária.

A Sociedade protocolou Recurso Administrativo na Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, em 11 de janeiro de 2005, contestando os termos da referida autuação.

**17. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

	CIRCULANTE			LONGO PRAZO	
	31/07/2005			31/07/2005	
	Principal	Encargos	Total	Principal	Total
<b>Moeda Nacional</b>					
Fundação Cesp.....	6.714	-	6.714	32.780	32.780
<b>BNDES</b>					
Finem(*).....	33.968	199	34.167	11.323	11.323
Racionamento/Parcela A(**).....	46.138	425	46.564	-	-
CVA(***).....	55.568	512	56.080	-	-
Eletrobras - Luz do Campo.....	420	-	420	525	525
Eletrobras - Reluz.....	3.686	-	3.686	2.765	2.765
Eletrobras - Luz para Todos.....	-	-	-	4.697	4.697
Empréstimo ponto.....	500.000	6.048	506.048	-	-
<b>Total.....</b>	<b>646.495</b>	<b>7.184</b>	<b>653.679</b>	<b>52.090</b>	<b>52.090</b>

(\*) Repasses efetuados por instituições financeiras, agentes do BNDES

(\*\*) Empréstimo Emergencial do BNDES referente a 90% dos valores das perdas da receita decorrentes do racionamento de energia (vide nota 7.2) e dos itens da Parcela A (vide nota 8). A parcela referente à perda de receita foi integralmente quitada em fevereiro de 2005.

(\*\*\*) Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica do BNDES relacionado à Portaria 116 da ANEEL (vide nota 8).



Vendimentos do Principal e Encargos a Longo Prazo	
Ano	31/07/2005
2006	14.311
2007	4.941
2008	3.362
2009	3.362
2010	3.362
Após 2010	22.752
<b>Total</b>	<b>52.080</b>

Tipo	Garantias	Condições Gerais
<b>Fundação Cesp</b>		
Confissão da Dívida I .....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor das parcelas inadimplidas	TR + 4% a.a.; Custo atuarial (*)
Confissão da Dívida II .....	Autorização para acessar as receitas provenientes de venda de energia limitada ao valor de parcelas inadimplidas	IGP-DI + 6,1% a.a.
<b>Bilhetes</b>		
Fipep .....	Vinculação das receitas provenientes da venda de energia + nota promissora	TJLP + 4,35% a.a.
Racionamentos/Parcelas A .....	Caução de depósitos provenientes da venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
CVA .....	Caução de depósitos provenientes da venda de energia	SELIC + 1,0% a.a.
Extrebrás - Reluz .....	Carta de fiança	RGR + 5,1% a.a. (**)
Extrebrás - Luz do Campo .....	Carta de fiança	RGR + 5,1% a.a. (**)
Extrebrás - Luz para Todos .....	Carta de fiança	RGR + 5,0% a.a. (**)
Empréstimo ponte .....	Caução de depósitos provenientes da venda de energia	CDI / CETP + 2,25% a.a.

(\*) Considerar valor entre os dois índices. O custo atuarial equivale a IGP-DI + 5% a.a.

(\*\*) Reserva global de reversão - RGR é indexada à variação da UTR que lam se manteu constante

Em conexão ao processo de Reestruturação Financeira, em 04 de julho de 2005 foi contratado um empréstimo ponte, pelo prazo de até 180 dias, no valor de até R\$ 500.000, cujo prazo de pagamento poderá ser prorrogado por até cinco anos, na hipótese da Sociedade não emitir as debêntures mencionadas na nota explicativa 3. O montante do empréstimo ponte foi recebido em duas parcelas, de R\$ 249.600 e R\$ 250.400, nos dias 08 e 12 de julho de 2005, respectivamente. Referido saldo foi classificado do passivo exigível à curto prazo, em conexão com o processo de captação de debêntures, ora em curso.

Os indexadores referentes às obrigações por empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações acumuladas no período:

Índices	Variação % 31/07/2005
US\$	-9,94
ICP-M	1,41
TR	1,57
IGP-DI	1,13
TJLP	5,67
SELIC	10,59
Custo atuarial (*)	5,59

(\*) IGP-DI + 6% a.a.

**18. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS**

Credores	CIRCULANTE	LONGO PRAZO		
	31/07/2005	31/07/2005		
	Encargos	Principal	Encargos	Total
<b>Moeda Nacional</b>				
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	420	39.762	1.572	47.334
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>				
Prisma Energy Brazil Finance Ltd. ....	8.715	-	-	-
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	77.293	-	-	-
	86.008	-	-	-
<b>Total</b> .....	<b>85.428</b>	<b>39.762</b>	<b>7.572</b>	<b>47.334</b>

**Condições Contratuais:**

Credores	Condições Gerais
<b>Moeda Nacional</b>	
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	IGP-M + 10% a.a.
<b>Moeda Estrangeira - US\$</b>	
Prisma Energy Brazil Finance Ltd. ....	Variação cambial + 15% a.a.
ETB - Energia Total do Brasil Ltda. ....	Variação cambial + 12% a.a.

Em conexão com o processo de Reestruturação Financeira foram realizadas as seguintes movimentações nas dívidas com pessoas ligadas:

- ✓ Pagamento antecipado da obrigação de US\$ 213.000 para a ETB – Energia Total do Brasil Ltda. em três parcelas:
  - I. 1ª parcela do principal, paga em 08 de junho de 2005, no valor de R\$ 335.609, equivalente a US\$ 142.000
  - II. 2ª parcela do principal, paga em 12 de julho de 2005, no valor de R\$ 165.639, equivalente a US\$ 71.082 e juros incorridos de 23 de junho de 2005 a 12 de julho de 2005, no valor de R\$ 2.704, equivalente US\$ 1.160.
  - III. 3ª parcela do principal, paga em 18 de julho de 2005, no valor de R\$ 20, equivalente a US\$ 9.
- ✓ Capitalização em 25 de julho de 2005, da dívida equivalente a US\$ 250.000, com a Prisma Energy Brazil Finance Ltd. no montante de R\$ 594.025.

O saldo de R\$ 8.715 referente aos juros ocorridos a partir de 23 de junho de 2005, referente à dívida com a Prisma Energy Brazil Finance Ltd., quitado em 04 de agosto de 2005.

O valor de R\$ 77.293, referente aos juros diferidos da dívida equivalente a US\$ 213.000 com a ETB – Energia Total do Brasil Ltda., têm previsão de pagamento ainda no exercício de 2005.

**19. CONTAS A PAGAR - ACIONISTAS**

O saldo remanescente é devido a acionistas minoritários que não se credenciaram para o respectivo recebimento dos valores, referentes ao desdobramento e resgate de ações de emissão da Sociedade aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 3 de janeiro de 2001. O saldo anteriormente devido a este título para os acionistas controladores foi capitalizado em julho de 2005, conforme descrito nas notas 3 e 20.

**20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

A movimentação do patrimônio líquido para o período de sete meses findo em 31 de julho de 2005, refletindo os efeitos da Reestruturação Financeira promovida pela Sociedade, é como segue:

	Capital Social subscrito e integralizado	Reserva de Capital	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Total
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2004.....</b>	<b>969.455</b>	<b>15.111</b>	<b>(624.534)</b>	<b>360.032</b>
Lucro líquido do período .....	-	-	326.541	326.541
Absorção do prejuízo acumulado .....	(609.423)	(15.111)	624.534	-
Capitalização de contas a pagar a actionistas - (resgate de ações).....	276.495	240.764	-	517.259
Capitalização de dívida - US\$ 250 milhões.....	317.530	276.495	-	594.025
Constituição de provisão CVM 319/99.....	-	(469.073)	-	(469.073)
<b>Saldos em 31 de julho de 2005.....</b>	<b>954.057</b>	<b>46.186</b>	<b>326.541</b>	<b>1.326.784</b>

Em 25 de julho de 2005, conforme aprovado em AGE e previamente aprovado pela ANEEL em conexão com o processo de Reestruturação Financeira, a Elektro realizou as seguintes operações:

- A absorção de prejuízos acumulados apurados até 31 de dezembro de 2004, no valor de R\$ 624.534, com reserva de capital e capital, nos termos do artigo 173 da Lei nº 6.404/76;
- O aumento do capital e constituição de reserva de capital no montante total de R\$ 1.111.284, assim composto:
  - ✓ R\$ 594.025, equivalente a US\$ 250.000, integralizado mediante a capitalização de créditos devidos pela Prisma Energy Brazil Finance Ltd. (PEBFL); e
  - ✓ R\$ 517.259, integralizados pela ETB – Energia Total do Brasil Ltda. (ETB), EPC – Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. (EPC) e Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. (PEIE), mediante a capitalização de créditos devidos relativos ao saldo a pagar da operação de resgate de ações aprovada na Assembleia Geral Extraordinária da Sociedade, realizada em 03 de janeiro de 2001.

O preço de emissão e de subscrição das novas ações emitidas pela Sociedade em decorrência do referido aumento de capital, bem como os critérios para sua determinação foram discutidos e aprovados em Reunião do Conselho de Administração (RCA) realizada em 27 de junho de 2005 e pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 25 de julho de 2005, nos seguintes termos:

- ✓ o Preço de Emissão e de Subscrição foi de R\$ 4,45 por lote de ações, dos quais R\$ 2,07 foram destinados à formação de reserva de capital, conforme previsto no artigo 14 parágrafo único da Lei nº. 6.404/76. O Preço de Emissão e de Subscrição foi fixado com base no valor patrimonial da ação, apresentado no balanço patrimonial apurado em 31 de maio de 2005, tendo em vista que a emissão de ações foi realizada para fins de Reestruturação Financeira da Elektro, mediante a capitalização de créditos líquidos e certos devidos contra a mesma e devidamente refletidos os valores contábeis em suas demonstrações financeiras, conforme previsto no inciso II, do parágrafo 1º do artigo 170 da Lei nº. 6.404/76; inciso II com redação dada pela Lei nº. 9.457/97;
- ✓ a quantidade de ações ordinárias e preferenciais emitidas, todas escriturais e sem valor nominal, foi definida em AGE, após a determinação do efetivo valor, em reais, da dívida denominada em dólar norte americano com a qual parte do aumento de capital foi integralizado convertida pela taxa de câmbio de R\$ 2,3761, divulgada pelo Banco Central (PTAX-800, opção 5, verida) do último dia útil imediatamente anterior à data da AGE;
- c) Constituição de provisão, no montante de R\$ 469.073, para ajuste do ágio (fundamentado em expectativa de resultados futuros), resultante da incorporação da Terraço Participações Ltda. em 1998, nos termos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, em contra-partida de Reserva de Capital.

O capital social subscrito e integralizado apresenta a seguinte composição, em 31 de julho de 2005, após o processo de Reestruturação Financeira:

Acionistas	Quantidade de Ações			R\$ mil
	Ordinárias	Preferenciais	Total	
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.	118.620.960.790	-	118.620.960.790	292.040
Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda.	13.158.443.300	-	13.158.443.300	32.398
ETB - Energia Total do Brasil Ltda.	51.954.082.156	68.775.651.844	120.729.734.000	299.694
Prisma Energy Brasil Finance Ltd.	-	133.488.764.045	133.488.764.045	320.645
Demais Acionistas	28.458.372	492.184.187	520.642.559	1.282
<b>Total</b>	<b>183.761.944.618</b>	<b>203.756.500.076</b>	<b>387.518.544.694</b>	<b>954.057</b>

As empresas Controladoras (EPC - Empresa Paranaense e Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. e ETB - Energia Total do Brasil Ltda.) possuem 99,98% das ações ordinárias e 99,76% das ações preferenciais.

A composição acionária poderá sofrer alteração em virtude do exercício do direito de preferência dos acionistas minoritários, em conexão com o processo de capitalização por parte dos acionistas majoritários. O período do direito de preferência teve seu início no dia 27 de julho de 2005 e expira em 26 de agosto de 2005.

É previsto no Estatuto Social que as ações ordinárias e preferenciais têm direitos a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos do inciso I do art. 202 da Lei nº 6.404/76.

As ações preferenciais não possuem direito a voto. No entanto, têm prioridade no reembolso do capital e o direito de receber dividendos no mínimo 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

## 21. IMPOSTO DE RENDA - IR E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - CS

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado do período:

Descrição	31/07/2005	
	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	421.709	421.709
Alíquota nominal dos tributos	25%	9%
Encargos do imposto, calculado à alíquota nominal	105.415	37.954
Efeito das adições(exclusões) no cálculo do tributo:		
- Permanentes	5.777	3.955
- temporárias	131.568	45.513
- Créditos fiscais	(170.961)	(63.553)
- Incentivos fiscais	(500)	-
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b>71.299</b>	<b>23.869</b>

As adições temporárias referem-se basicamente à tributação diferida pelo regime de caixa de variações cambiais credoras acumuladas sobre obrigações expressas em moeda estrangeira que foram liquidadas no período.

Os créditos fiscais referem-se a (i) compensação de 30% do resultado tributável do período com prejuízos fiscais e bases negativas e (ii) reconhecimento de créditos tributários de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas, de modo a contrapor os efeitos da tributação da variação cambial realizada no período.

## 22. RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais fatores de riscos de mercado que afetam os negócios da Sociedade podem ser assim descritos:

### Risco de Exposição Cambial

Os pagamentos de energia comprada de Itaipu são atrelados ao dólar norte-americano, porém, a variação cambial referente à compra desta energia está contemplada no reajuste tarifário anual aplicável à

Sociedade, conforme mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" (vide nota 8.2).

Visando proteger-se da volatilidade da moeda norte-americana, fazendo frente às obrigações contraídas nesta moeda, a Sociedade optou por destinar parte de seus recursos disponíveis para aplicações vinculadas ao dólar e realizar operações de swap, para trocar o indexador CDI para variação cambial. Ao final do mês de Julho de 2005 a Sociedade detinha do total da caução de fundos de R\$ 40.017, sendo o montante de R\$ 16.300 em aplicações indexadas à variação do dólar norte americano.

#### **Risco de Crédito**

A Sociedade não realiza análise de crédito de consumidores previamente ao início do fornecimento de energia, em função de ser uma distribuidora de energia elétrica obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão, exigência esta prevista no contrato de concessão assinado com a ANEEL, em 27 de agosto de 1998, bem como na regulamentação do setor elétrico.

Para recuperação da inadimplência, a Sociedade atua através de: (i) interrupção do fornecimento de energia aos clientes inadimplentes; (ii) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias, e, (iii) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso.

#### **Reajuste de Tarifas**

O reajuste anual de tarifas de fornecimento de energia elétrica contratual da Sociedade ocorre no dia 27 de agosto de cada ano, data da assinatura do contrato de concessão, e visa manter o equilíbrio econômico-financeiro da Sociedade. É composto pela variação dos itens não controláveis, definidos como Parcela A, e pela variação do IGP-M para os itens controláveis, denominados como Parcela B.

O contrato de concessão também prevê revisões tarifárias periódicas dos valores das tarifas reguladas, tendo como base: (i) a remuneração sobre o valor de reposição do ativo em serviço da concessão; (ii) a estrutura de custos, e (iii) os ganhos de produtividade a serem repassados para os clientes finais. A primeira revisão periódica ocorreu em 27 de agosto de 2003 e, a partir dessa data, ocorrerá a cada quatro anos.

Através do Acordo Geral do Setor Elétrico foi estabelecido o mecanismo da "Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA" como instrumento para registro das variações de valores dos itens não controláveis e que ocorram entre os reajustes tarifários anuais, de forma a serem repassadas às tarifas de fornecimento, desde que desembolsadas até trinta dias antes da data do reajuste anual, corrigidas pela taxa Selic no reajuste anual contratual (vide nota 8.2).

#### **Risco de Mercado**

O fornecimento de energia elétrica é, na sua quase totalidade, garantido principalmente por contratos iniciais de suprimento de energia, assinados no início das operações da Elektro, pelo suprimento da energia proveniente de Itaipu e por compras realizadas através de contratos bilaterais e leilões, estes iniciados no final de 2004.

A partir de 2003 o volume de suprimento de energia elétrica previsto nos Contratos Iniciais passou a sofrer uma redução anual de 25%.

O atendimento da demanda de energia dos clientes da Sociedade foi garantido até o final do exercício de 2004, através dos Contratos Iniciais, suprimento proveniente de Itaipu, contratos bilaterais e de compras na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, dentro do limite permitido pela legislação vigente.

A partir de 2005, de acordo com as novas regras de funcionamento do setor de energia elétrica, introduzidas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, as distribuidoras são obrigadas a adquirir 100% da energia necessária para atender seus clientes mediante contratos regulados em leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, segundo regras estabelecidas pela ANEEL/IMME. Vide na nota 13, informações sobre os volumes adquiridos pela Sociedade nos leilões de energia realizados até o momento.

#### **Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica**

A Elektro, visando reduzir a sua exposição no caso de falha operacional no fornecimento de energia, dispõe de duas subestações móveis próprias, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia.

Adicionalmente, a Elektro realizou, a partir de 2002 e até junho de 2005, investimentos no montante de aproximadamente R\$ 9 milhões, implantando novas tecnologias através da digitalização de onze subestações e melhorias nos sistemas de proteções, executando 131 substituições de disjuntores,

reduzindo custos de manutenção e operacional, e reduzindo o tempo de restabelecimento no caso de falhas evitando o colapso técnico nestas subestações.

### 23. DEVOLUÇÃO BAIXA RENDA – MODICIDADE TARIFÁRIA

Através da Resolução ANEEL nº 116, de 19 de março de 2003, alterada pela Resolução Normativa nº 89 de 25 de outubro de 2004, foram estabelecidos os procedimentos para a solicitação de subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa mediante liberação de recursos pela ELEKTROBRÁS diretamente às concessionárias que apuraram redução de receita em virtude dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial baixa renda.

Visando adequar a regulamentação aos preceitos da Medida Provisória nº 132, de 20 de outubro de 2003, a ANEEL, através da Resolução nº 694, de 24 de dezembro 2003, alterou a redação dos artigos 2º e 4º da Resolução nº 485, de 29 de agosto de 2002, que trata dos clientes baixa renda.

De acordo com essa resolução, a partir de 1º de agosto de 2004, o benefício da tarifa social baixa renda apenas será concedido:

- I. ao consumidor residencial monofásico, com consumo médio mensal abaixo de 80 KWh;
- II. ao consumidor residencial monofásico, com consumo médio mensal entre 80 e 220 KWh, desde que o mesmo tenha comprovado, junto à distribuidora, sua inscrição em programas sociais do Governo Federal.

O prazo para habilitação do consumidor ao item II foi prorrogado para 28 de fevereiro de 2006, através da Resolução Normativa ANEEL nº 148, de 25 de fevereiro de 2005, publicada em 28 de fevereiro de 2005.

Em 31 de março de 2004 foi promulgado o Decreto nº 5.029, que estabelece a fórmula para a apuração dos valores de subvenção dos clientes baixa renda, regulamentado pelas Resoluções ANEEL nº 246/02 e nº 485/02.

As Resoluções ANEEL 246/02, 485/02 e 694/03 ficaram com sua aplicação suspensa de junho de 2004 a março de 2005, em decorrência de liminar concedida à ONG - Associação de Defesa e Proteção dos Direitos do Cidadão – DEFENDE. Até 31 de julho de 2005 a Sociedade reconheceu o montante acumulado de R\$ 31.855, no passivo exigível a longo prazo, a ser homologado pela ANEEL e repassado como um benefício aos consumidores classificados na subclasse residencial baixa renda no próximo reajuste tarifário.

### 24. PLANO DE PENSÃO

Em conformidade com a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2003, a partir de 31 de dezembro de 2001 as empresas de capital aberto devem registrar as obrigações oriundas dos benefícios concedidos aos empregados, com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

O plano de aposentadoria é o único benefício pós-emprego oferecido pela Elektro.

A Sociedade é patrocinadora de dois planos de suplementação de aposentadoria e pensão aos seus funcionários, ambos administrados pela Fundação CESP, conforme segue.

**PSAP/CESP B:** Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS, que corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto, calculado proporcionalmente até aquela data; e

**PSAP/CESP B1:** Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – PSAP Elektro, iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto de Benefício Definido para 70% do salário real de contribuição e de Contribuição Definida para os demais 30%, sendo o salário real de contribuição limitado a R\$ 15.807,20, em 31 de julho de 2005.

O regime financeiro dos planos citados acima é o de capitalização, ou seja, as necessidades de reservas são apuradas com base no valor presente dos benefícios a serem pagos, deduzido do valor presente das contribuições e rendimentos.

O plano PSAP/CESP B está fechado para adesões. Quando o plano PSAP/CESP B1 foi criado, ofereceu-se aos participantes a possibilidade de migração do plano PSAP/CESP B para o PSAP/CESP B1. Os participantes que migraram, adquiriram o direito de receber um benefício saldado – BSPS, proporcional ao tempo de participação naquele plano, e puderam optar por contribuir para o novo plano ou apenas

aguardar o prazo da elegibilidade para recebimento do BPS, sem acumular benefícios adicionais no futuro.

As contribuições da Elektro referentes ao PSAP são baseadas na folha de salários de seus empregados vinculados ao plano. No período de janeiro a julho de 2005 as contribuições totalizaram R\$ 1.247.

O relatório apresentado pela Fundação CESP, referente aos planos de suplementação e aposentadoria, indicam superávit de R\$ 18.302 em 30 de junho de 2005.

## **25. FLUXO FINANCEIRO DA INCORPORAÇÃO DA TERRAÇO PARTICIPAÇÕES LTDA.**

A ANEEL determinou, como parte do processo de aprovação da incorporação da Terraço Participações Ltda. pela Elektro, que seja elaborado anualmente o fluxo financeiro resultante desta incorporação, conforme previsto no primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cláusula sexta, subcláusulas sexta a décima, firmado em 1999.

Na apuração desse fluxo financeiro são considerados como "entradas", as economias de tributos e os dividendos que deixarem de ser distribuídos, e como "saídas", os resultados negativos decorrentes da incorporação (amortização e despesas financeiras associadas às dívidas incorporadas devidas à Prisma Energy Brazil Finance Ltd., EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda., ETB - Energia Total do Brasil Ltda.) (vide nota 18).

O resultado do fluxo financeiro descrito anteriormente, se negativo, implica na obrigatoriedade da capitalização da Sociedade pelo acionista controlador EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária no exercício subsequente à verificação do fluxo negativo. Caso o fluxo financeiro aponte saldo positivo, o mesmo será atualizado pela variação do IGP-M, para eventual compensação em período subsequente.

O fluxo financeiro acumulado para o período findo em 31 de julho de 2005, após refletidas as movimentações referente à Reestruturação Financeira (vide nota 3), apresenta saldo positivo de R\$ 84.068 mil.

**DIRETORIA**

ORLANDO R. GONZÁLEZ  
DIRETOR PRESIDENTE

CARLOS MARCIO FERREIRA  
DIRETOR

RINALDO PECCHIO JR  
DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

FRANCISCO ALFREDO FERNANDES  
DIRETOR DE OPERAÇÕES

JOÃO CARLOS RIBEIRO DE ALBUQUERQUE  
DIRETOR COMERCIAL E DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

LUIZ SÉRGIO ASSAD  
DIRETOR DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS

CELSO ARRAS MINCHILLO  
DIRETOR DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRAÇÃO

ANIS ABDELNOR  
DIRETOR

NEWTON AKIRA FUKUMITSU  
CONTADOR GERAL – CRC 1SP190768/O-4



**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

**PRESIDENTE**

ORLANDO R. GONZÁLEZ

**CONSELHEIROS**

BRITALDO PEDROSA SOARES

CLAUDINEI DONIZETI CECCATO

RONALD W. HADDOCK

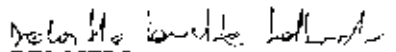
VICKY LYNN MARTINEZ

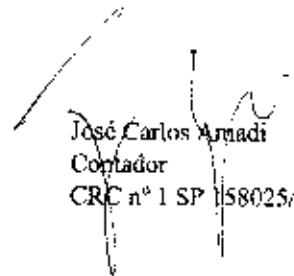
## PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Administradores da  
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.  
Campinas - SP

1. Examinamos o balanço patrimonial da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., levantado em 31 de julho de 2005, e a respectiva demonstração do resultado correspondente ao período de sete meses findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
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 Sociedade; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Sociedade, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Conforme descrito na Nota Explicativa nº 2, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 foram preparadas com o objetivo de apresentar o balanço patrimonial da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. contemplando os reflexos da operação de reestruturação de sua dívida e para atendimento ao disposto nos artigos 12 e 13 da Instrução CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999, por força da cisão referida na Nota Explicativa nº 1.2.. Por este motivo a Sociedade deixou de apresentar demonstrações financeiras comparativas, as demonstrações das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos, que são requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Em nossa opinião, exceto pela não apresentação das demonstrações comentadas no parágrafo 3, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. em 31 de julho de 2005 e o resultado de suas operações referentes ao período de sete meses findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Campinas, 16 de agosto de 2005

  
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes  
CRC nº 2 SP 011609/O-8

  
José Carlos Amadi  
Contador  
CRC nº 1 SP 158025/O-0

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Declaração da Emissora

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

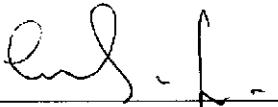
# **ELEKTRO**

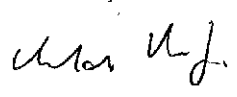
## **DECLARAÇÃO**

Elektro Eletricidade e Serviços S.A., sociedade por ações com sede na Rua Ary Antenor de Souza, n.º 321, Jardim Nova América, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no C.N.P.J./M.F. sob o n.º 02.328.280/0001-97, neste ato representada nos termos de seu Estatuto Social ("Companhia"), na qualidade de companhia emissora de 75.000 (setenta e cinco mil) debêntures simples da 2ª emissão da Companhia, todas escriturais, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie quirografia, com garantia adicional, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) (as "Debêntures"), emitidas em 3 (três) séries ("Debêntures"), perfazendo o total de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta 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 (a) os documentos referentes ao registro de companhia aberta da Companhia estão regulares e atualizados perante a CVM e (b) as informações constantes do prospecto da Emissão são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores o conhecimento da Emissão, 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 sido elaborado de acordo com as normas pertinentes.

Campinas, 07 de outubro de 2005.

### **ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**

  
Nome: \_\_\_\_\_  
Cargo: \_\_\_\_\_  
Carlos M. Ferreira  
Diretor Executivo

  
Nome: \_\_\_\_\_  
Cargo: \_\_\_\_\_  
Rinaldo Pecchio Jr.  
Diretor Financeiro e de Relações  
com Investidores



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

Declaração do Coordenador Líder



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



## DECLARAÇÃO

**BANCO ITAÚ BBA S.A.**, instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Praça Alfredo Egydio de Souza Aranha n.º 100, Torre Conceição, 9º andar e inscrita no CNPJ/MF sob n.º 17.298.092/0001-30, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social, na qualidade de instituição intermediária líder, responsável por coordenar e colocar a distribuição pública de 75.000 (setenta e cinco mil) debêntures simples da 2ª emissão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., sociedade com sede na Rua Ary Antenor de Souza, n.º 321, Jardim Nova América, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 02.328.280/0001-97 ("Emissora"), todas escriturais, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), emitidas em 3 (três) séries ("Debêntures"), perfazendo o total de R\$ 750.000.000,00 (setecentos e cinquenta milhões de reais) ("Emissão"), vem, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, declarar que tomou as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que: (i) o prospecto relativo à Emissão contenha as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, das Debêntures, da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, bem como permita uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures, tendo sido elaborado de acordo com as normas pertinentes e (ii) as informações prestadas pela Emissora sejam verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Emissão.

São Paulo, 10 de outubro de 2005.

**BANCO ITAÚ BBA S.A.**

Nome: **Jean-Marc Etlin**  
Cargo: **Investment Banking**  
**VICE-PRESIDENTE**

Nome: **Fernando Fontes Lúnes**  
Cargo: **Director**  
**Investment Banking**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)