



Equatorial Energia S.A.

Companhia Aberta de Capital Autorizado
CNPJ/MF nº 03.220.438/0001-73
Av. Cel. Colares Moreira, 477
CEP 65075-441 – São Luís, MA

Código de Negociação BOVESPA: EQTL 11
Código ISIN: BREQTLCDAM13

32.400.000 Units

Valor da Distribuição – R\$469.800.000,00

Preço de Distribuição - R\$14,50

A Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e os **Acionistas Vendedores** identificados neste Prospecto, incluindo a Brasil Energia I, LLC ("Brasil Energia I"), estão realizando uma oferta que compreende a distribuição pública primária de 12.800.000 Units ("Distribuição Primária") e a distribuição pública secundária de 19.600.000 Units ("Distribuição Secundária"), representativas, cada uma, de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Equatorial, as quais se encontram livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta"), conforme deliberações da Assembleia Geral Extraordinária realizada em 07 de fevereiro de 2006, cuja ata será publicada nos Jornais Valor Econômico, Estado do Maranhão e no Diário Oficial do Estado do Maranhão no dia 31 de março de 2006 e do Conselho de Administração da Equatorial, em reunião realizada em 30 de março de 2006, cuja ata será publicada, nos Jornais Valor Econômico e Estado do Maranhão no dia 31 de março de 2006, e do órgão competente da Brasil Energia I.

A totalidade das Units objeto da Oferta será colocada no Brasil, através de instituições financeiras lideradas pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder" ou "Credit Suisse") e pelo Banco Pactual S.A. ("Banco Pactual") e, em conjunto com o Coordenador Líder, "Coordenadores da Oferta", em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), por meio de distribuição pública em mercado de balcão não organizado, e, ainda, com esforços de venda no exterior, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, Banco Central do Brasil e CVM, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados definidos em conformidade com a Rule 144A do *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América ("Securities Act") em operações isentas de registro segundo o *Securities Act* e, fora dos Estados Unidos da América e do Brasil, de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, com base na Regulation S editada pela SEC – Securities and Exchange Commission. O Preço de Distribuição foi fixado após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento ("Procedimento de Bookbuilding"), em consonância com o disposto no artigo 170, § 1º, III da Lei das Sociedades por Ações, e no artigo 44 da Instrução CVM 400, e foi aprovado pelo Conselho de Administração da Equatorial antes da concessão do registro da presente distribuição pública pela CVM.

	Valor da Distribuição em R\$	Comissões em R\$	Recursos Líquidos para a Equatorial em R\$ ⁽¹⁾	Recursos Líquidos para os Acionistas Vendedores em R\$ ⁽²⁾
Por Unit.....	14,50	0,58	13,92	13,92
Total.....	469.800.000,00	18.792.000,00	178.176.000,00	272.832.000,00

(1) Sem considerar as despesas da Oferta.

(2) Sem levar em conta o exercício da Opção de Units Suplementares, e sem considerar as despesas da Oferta

A quantidade total de Units objeto da Oferta poderá, ainda, ser acrescida de um lote suplementar de até 4.860.000 Units, equivalente a até 15% das Units inicialmente ofertadas ("Units Suplementares"), conforme opção para a aquisição de até 4.860.000 Units Suplementares outorgada pelo Brasil Energia I ao Banco Pactual, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a ser exercida pelo Banco Pactual por decisão conjunta dos Coordenadores da Oferta, nas mesmas condições e preço das Units inicialmente ofertadas, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Units Suplementares"). A Opção de Units Suplementares poderá ser exercida no prazo de até 30 dias a contar da data do início da negociação das Units, inclusive.

O registro da presente distribuição pública primária e secundária na CVM foi concedido em 31 de março de 2006 sob os nºs CVM/SRE/REM/2006/009 e CVM/SRE/SEC/2006/010, respectivamente.

"O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, garantia da veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos."

"Os administradores da Companhia, os Acionistas Vendedores e o Coordenador Líder declaram que, até onde têm conhecimento, as informações contidas neste documento correspondem à realidade e não omitem nada capaz de afetar a importância de tais informações".

Este Prospecto não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de compra das Units. Ao decidir por adquirir as Units, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da condição financeira da Companhia, de suas atividades e dos riscos decorrentes do investimento nas Units. **Os investidores devem ler a Seção "Fatores de Risco" nas páginas 29 a 38 para discussão de certos fatores de risco que devem ser considerados com relação à aquisição das Units.**



"A presente oferta pública foi elaborada de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, aprovado em Assembleia Geral da ANBID, e parte integrante da ata registrada no 4º Ofício de Registro de Pessoas Jurídicas da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, sob o nº 510718, atendendo, assim, à presente oferta pública, aos padrões mínimos de informação contidos no código, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da Emissora, das instituições participantes e dos valores mobiliários objeto da oferta pública."

Coordenadores



Coordenadores Contratados



ÍNDICE

PARTE I – INTRODUÇÃO

Definições	5
Considerações sobre Estimativas e Declarações Futuras	10
Sumário da Oferta.....	11
Sumário da Companhia	16
Visão Geral.....	16
Pontos Fortes	17
Estratégia	19
Sumário das Informações Financeiras.....	22
Balanços Patrimoniais	22
Demonstrações de Resultado.....	24
Outras Informações Financeiras e Operacionais	25
Identificação de Administradores, Consultores e Auditores	26
Fatores de Risco.....	29
Informações sobre a Oferta.....	39
Declaração da Equatorial, dos Acionistas Vendedores e do Coordenador Líder.....	51
Destinação dos Recursos	52

PARTE II – INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

Capitalização	54
Diluição.....	56
Títulos e Valores Mobiliários Emitidos	58
Informações Financeiras Seleccionadas.....	60
Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais	64
Reestruturação Societária	94
Atividades da Companhia.....	96
Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro.....	114
Administração.....	126
Principais Acionistas e Acionistas Vendedores	133
Principais Acionistas	133
Acionistas Vendedores	134

Transações com Partes Relacionadas	135
Descrição do Capital Social.....	136
Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa	139

Parte III – ANEXOS

Ata da Assembléia Geral Extraordinária da Equatorial, realizada em 07 de fevereiro de 2006.....	145
Estatuto Social atualizado, conforme aprovado pela Assembléia Geral Extraordinária da Equatorial, realizada em 14 de março de 2006	150
Ata da Reunião do Conselho de Administração da Equatorial, realizada em 30 de março de 2006	169
Resolução do acionista controlador da Brasil Energia I.....	171
Declaração da Equatorial, dos Acionistas Vendedores e do Coordenador Líder.....	174
Informações Anuais da Equatorial relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005	178

Parte IV - Demonstrações Financeiras

Demonstrações Financeiras da Equatorial e Demonstrações Financeiras Consolidadas da Equatorial e sua controlada referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2005 e 2004 e parecer dos auditores independentes ¹	317
Demonstrações Financeiras da Equatorial e Demonstrações Financeiras Consolidadas da Equatorial e sua controlada referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2004 e 2003 e parecer dos auditores independentes	367
Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFPs relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005	409

¹ Para fins de comparação, reclassificações foram realizadas neste conjunto de demonstrações financeiras de 2004 para que se adequassem à apresentação das demonstrações financeiras de 2005. Por esta razão, esse conjunto de demonstrações financeiras de 2004 distingue-se daquele citado no índice abaixo.

PARTE I - INTRODUÇÃO

- Definições
- Considerações sobre Estimativas e Declarações Futuras
- Sumário da Oferta
- Sumário da Companhia
- Sumário das Informações Financeiras
- Identificação de Administradores, Consultores e Auditores
- Fatores de Risco
- Informações sobre a Oferta
- Declaração da Equatorial, dos Acionistas Vendedores e do Coordenador Líder
- Destinação dos Recursos

[Página intencionalmente deixada em branco]

DEFINIÇÕES

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica.
Acionistas Vendedores	Brasil Energia I, Octavio Côrtes Pereira Lopes, Carlos Augusto Leone Piani, Marcelino da Cunha Machado Neto, Eduardo Francisco Lobo, Augusto Miranda de Paz Junior e Firmino Ferreira Sampaio Neto.
Acionista Controladora	Brasil Energia I, LLC, considerada em conjunto com Tordezilhas S.A., sua subsidiária integral.
ACL	Ambiente de Contratação Livre.
Acordos de Não Disposição	Acordos firmados pela Companhia, pelos Acionistas Vendedores e pelos administradores da Equatorial, por meio do qual os mesmos se obrigarão a não alienar ações de emissão da Companhia, Units representativas de tais ações e derivativos lastreados nas ações por um período de 180 dias após a publicação do Anúncio de Início.
ACR	Ambiente de Contratação Regulada.
Agente Emissor	Banco Itaú S.A., na qualidade de instituição financeira emissora das Units.
Agentes de Colocação Internacional	<i>Credit Suisse Securities (USA), LLC e Pactual Capital Corporation.</i>
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento.
ANDIMA	Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
Anúncio de Encerramento	Anúncio de Encerramento de Distribuição Pública Primária e Secundária de Certificados de Depósito de Ações de Emissão da Equatorial Energia S.A.
Anúncio de Início	Anúncio de Início de Distribuição Pública Primária e Secundária de Certificados de Depósito de Ações de Emissão da Equatorial Energia S.A.
BACEN	Banco Central do Brasil.
Beneficiários Equatorial	Participantes do Plano de Opção de Compra de Ações da Equatorial, incluindo, dentre outros, seus administradores e empregados.
Beneficiários CEMAR	Participantes do Plano de Opção de Compra de Ações da CEMAR, incluindo, dentre outros, seus administradores e empregados.
BNB	Banco do Nordeste do Brasil S.A.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
BNDESPAR	BNDES Participações S.A.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo.
Brasil Energia I	Brasil Energia I, LLC.
Brisk	Brisk Participações S.A., antiga denominação da Equatorial.
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores.
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão S.A.
CETIP	Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos.
CMN	Conselho Monetário Nacional.

Companhia	Neste prospecto, o termo Companhia refere-se à Equatorial Energia S.A. e a sua controlada, CEMAR, de forma consolidada.
Conselheiro Independente	Conselheiro que (i) não tenha qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação de capital; (ii) não seja acionista controlador, cônjuge ou parente até segundo grau daquele, ou não seja ou não tenha sido, nos últimos 3 anos, vinculado a sociedade ou entidade relacionada ao acionista controlador (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); (iii) não tenha sido, nos últimos 3 anos, empregado ou diretor da Companhia, do acionista controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não seja fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços e/ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não seja funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não seja cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; (vii) não receba outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação no capital estão excluídos desta restrição). Os conselheiros eleitos mediante faculdade prevista pelo art. 141, §§ 4º e 5º da Lei das Sociedades por Ações também se enquadram na presente definição.
Contrato de Adesão ao Nível 2	Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2, celebrado entre a Equatorial, a BOVESPA, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial e o Brasil Energia I em 14 de março de 2006, cuja eficácia somente terá início na data da publicação do Anúncio de Início referente à Oferta da Equatorial, objeto do pedido de registro protocolado na CVM em 09 de fevereiro de 2006.
Contrato de Distribuição	Contrato de Coordenação e Distribuição Pública de Units com Garantia Firme de Liquidação celebrado entre a Equatorial, os Acionistas Vendedores, os Coordenadores da Oferta e a CBLIC, na qualidade de interveniente anuente em 30 de março de 2006.
Contrato de Concessão	Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica de nº 060, celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e a Brisk, com termo de vigência inicial até 10 de agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.
Contrato de Estabilização	Instrumento Particular de Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Units celebrado entre Equatorial, Banco Pactual e Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. em 30 de março de 2006.
Coordenador Líder ou Credit Suisse	Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
Coordenadores da Oferta	Pactual e Credit Suisse.
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores ou de Créditos e Direitos de Natureza Financeira.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, índice por meio do qual o nível de qualidade e eficiência do sistema de distribuição da CEMAR é demonstrado, apurado com base na duração média das interrupções, medido em horas por consumidor por ano.
Data de Liquidação	Data da liquidação física e financeira da Oferta.
Dólar, Dólar norte-americano ou US\$	Moeda corrente nos Estados Unidos.
EBITDA	O EBITDA representa o Lucro (Prejuízo) Líquido acrescido de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional,

imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização. Apesar de não ser uma medida amparada pelas práticas contábeis brasileiras e dos Estados Unidos, a nossa administração usa o EBITDA para medir o nosso resultado operacional. Adicionalmente, entendemos que certos investidores e analistas financeiros usam o EBITDA como indicador do resultado operacional e/ou fluxo de caixa de uma companhia.

Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
Equatorial	Equatorial Energia S.A.
Estatuto Social	Estatuto Social da Equatorial Energia S.A.
EUA ou Estados Unidos	Estados Unidos da América.
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, índice por meio do qual o nível de qualidade e eficiência do sistema de distribuição da CEMAR é demonstrado, apurado com base na frequência das interrupções, medido em número de interrupções por consumidor por ano.
FGV	Fundação Getúlio Vargas.
FINEL	Fundo de Financiamento da Eletrobrás, cujo encargo de financiamento corresponde a 20% do IGP-M do período.
Fundo Pactual	<i>Pactual Latin America Power Fund Ltd.</i> , fundo gerido pelo Pactual.
GAAP Brasileiro	Práticas contábeis adotadas no Brasil.
Gigawatt ou GW	Unidade equivalente a um bilhão de Watts.
Gigawatt-hora ou GWh	Unidade equivalente a um gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de Watts-hora.
Governo Federal	Governo Federal da República Federativa do Brasil.
GP Investimentos	GP Investimentos S.A., considerada em conjunto com quaisquer de suas empresas subsidiárias ou coligadas e com quaisquer fundos de investimentos <i>private equity</i> administrados pela GP Investimentos S.A. e quaisquer de suas empresas subsidiárias ou coligadas.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado, divulgado pela FGV.
Investidores Institucionais	Pessoas físicas, jurídicas, clubes de investimento e outras entidades com relação a ordens específicas referentes a valores que excederem o limite de aplicação de R\$300.000,00 (trezentos mil reais), fundos de investimento, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo BACEN, seguradoras, entidades de previdência privada e de capitalização, Investidores Institucionais Estrangeiros e outros investidores institucionais.
Investidores Não-Institucionais	Investidores pessoas físicas e jurídicas e clubes de investimento (registrados na BOVESPA, nos termos da regulamentação em vigor), residentes e domiciliados no Brasil, que não sejam considerados Investidores Institucionais, que venham a realizar Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de R\$1.000,00 (hum mil reais) e o valor máximo de R\$300.000,00 (trezentos mil reais).
Investidores Institucionais Estrangeiros	Investidores institucionais estrangeiros junto aos quais serão empreendidos esforços de venda no exterior, e que deverão ser registrados na CVM, nos termos previstos na Instrução CVM nº 325, de 27 de janeiro de 2000, e na

	Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, e suas respectivas alterações, ou realizar seu investimento de acordo com a Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo.
Kilovolt ou kV	Unidade equivalente a mil Volts.
Kilowatt ou kW	Unidade equivalente a mil Watts.
Kilowatt-hora ou kWh	Unidade equivalente a um kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil watts-hora.
KPMG	KPMG Auditores Independentes.
Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
Megavolt Ampère ou MVA	Unidade equivalente a 1 milhão de Volts Ampère.
Megawatt ou MW	Unidade equivalente a um milhão de Watts.
Megawatt-hora ou MWh	Unidade equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de Watts-hora.
Nível 2	Segmento especial de listagem da BOVESPA, com regras diferenciadas de governança corporativa.
Oferta de Varejo	Distribuição preferencial de 10% das Units objeto da Oferta a Investidores Não-Institucionais.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
Opção de Units Adicionais	Opção de aumento em até 20% do total das Units objeto da Oferta, nos termos do artigo 14, § 2º, da Instrução CVM 400.
Pactual	Banco Pactual S.A., considerado em conjunto com quaisquer de suas empresas subsidiárias, coligadas e com quaisquer fundo de investimento por estes administrados.
Partes Vinculadas	Investidores que sejam: (a) administradores ou controladores da Equatorial; (b) controladores ou administradores das Instituições Participantes da Oferta, ou (c) outras pessoas vinculadas à Oferta, bem como (d) os respectivos cônjuges ou companheiros, ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau de cada uma das pessoas referidas nos itens (a), (b) ou (c).
Participantes Especiais (ou Corretoras Consorciadas)	Sociedades corretoras membros da BOVESPA que farão parte exclusivamente do esforço de colocação de Units na Oferta de Varejo.
Pedido de Reserva	Instrumento de reservas de Units firmado por Investidores Não-Institucionais.
PERCEE	Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica
PIB	Produto Interno Bruto.
Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR	Plano de opção de compra de ações da CEMAR, aprovado na Assembléia Geral Extraordinária de 02 de fevereiro de 2006.
Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial	Plano de opção de compra de ações da Equatorial, aprovado na Assembléia Geral Extraordinária de 23 de dezembro de 2005.
PPL Global	<i>PPL Global, L.L.C.</i>

Preço de Distribuição	R\$14,50 por Unit objeto da Oferta, fixado após a conclusão do Procedimento de Bookbuilding, em consonância com o disposto no artigo 170, §1º, III, da Lei das Sociedades por Ações, e com o disposto no artigo 44, da Instrução CVM 400.
Procedimento de Bookbuilding	Procedimento de coleta de intenções de investimento junto a Investidores Institucionais realizado pelos Coordenadores da Oferta, conforme o artigo 44 da Instrução CVM 400.
Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial	Primeiro Programa do Plano de Opção de Compra de ações da Equatorial.
Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial	Segundo Programa do Plano de Opção de Compra de ações da Equatorial.
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
Prospecto	Prospecto da Oferta.
Prospecto Definitivo	Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Certificados de Depósito de Ações de Emissão da Equatorial Energia S.A.
Prospecto Preliminar	Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Certificados de Depósito de Ações da Equatorial Energia S.A.
PWC	PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes.
Real ou R\$	A moeda corrente no Brasil.
Regulamento do Nível 2	Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2, editado pela BOVESPA com práticas diferenciadas de governança corporativa, cuja adoção é necessária para listagem no Nível 2.
RGR	Reserva Global de Reversão.
SEC	Securities and Exchange Commission.
<i>Securities Act</i>	<i>Securities Act</i> de 1933 dos Estados Unidos da América, conforme alterado.
SVM Participações	SVM Participações e Empreendimentos Ltda.
Taxa SELIC	Taxa média dos financiamentos diários, com lastro em títulos federais, apurada no Sistema Especial de Liquidação e Custódia.
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo, conforme determinada pelo CMN.
U.S. GAAP	Práticas contábeis geralmente aceitas nos Estados Unidos da América.
Units	Certificados de depósito de ações de emissão da Equatorial, emitidos pelo Banco Itaú S.A., livres de ônus, gravames ou qualquer tipo de embarço, representativos, cada um deles, de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, todas elas escriturais, nominativas e sem valor nominal.
Units Suplementares	Lote Suplementar de até 4.860.000 Units de titularidade da Brasil Energia I, equivalentes a até 15% das Units inicialmente ofertadas, conforme opção para a aquisição de tais Units Suplementares outorgada pelo Brasil Energia I ao Banco Pactual nas mesmas condições e preço das Units inicialmente ofertadas, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES FUTURAS

Este Prospecto inclui estimativas e declarações futuras, inclusive na Seção “Fatores de Risco” e nas Seções “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais” e “Atividades da Companhia”.

As estimativas e declarações futuras constantes do presente Prospecto têm por embasamento, em grande parte, as expectativas atuais e estimativas sobre eventos futuros e tendências que afetam ou podem potencialmente vir a afetar os negócios, a situação financeira, os resultados operacionais e prospectivos da Companhia, o preço das ações de emissão da Companhia, e, conseqüentemente, das Units. Estas estimativas e declarações estão sujeitas a diversos riscos, incertezas e suposições e são feitas com base nas informações de que a Companhia atualmente dispõe.

As estimativas e declarações futuras da Companhia podem ser influenciadas por diversos fatores, incluindo:

- A capacidade da Companhia de implantar sua estratégia operacional, tanto com relação à Companhia quanto a empresas que a Companhia venha a adquirir;
- A capacidade da Companhia de honrar seus financiamentos;
- A direção dos negócios e operações da Companhia no futuro;
- A implementação das medidas exigidas de acordo com o contratos de concessão;
- A adoção de medidas por parte do poder concedente, incluindo qualquer ato unilateral;
- O advento de regulamentos governamentais futuros relativos ao setor elétrico;
- Alterações na demanda de energia elétrica;
- Alterações nas tarifas de energia elétrica;
- A habilidade da Companhia para implementar seu plano de consolidação das distribuidoras de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo a identificação de oportunidades e a habilidade de negociar aquisições em termos favoráveis e no melhor interesse da Companhia e seus acionistas;
- O aumento da concorrência no setor elétrico brasileiro;
- A alteração da conjuntura econômica, política e de negócios no Brasil, inclusive os índices de crescimento econômico, flutuações nas taxas de câmbio ou inflação;
- Intervenções governamentais, resultando em alterações no ambiente econômico, fiscal, tarifário ou regulatório no Brasil;
- Outros fatores apresentados na Seção “Atividades da Companhia”; e
- Outros fatores de risco apresentados na Seção “Fatores de Risco”.

As palavras “acredita”, “pode”, “poderá”, “estima”, “continua”, “antecipa”, “pretende”, “espera” e expressões similares têm por objetivo identificar estimativas. Tais estimativas referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que a Companhia não pode assegurar a atualização ou revisão de quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, de eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Essas estimativas envolvem riscos e incertezas e não consistem em garantia de um desempenho futuro, sendo que os reais resultados ou desenvolvimentos podem ser substancialmente diferentes das expectativas descritas nas estimativas e declarações futuras. Tendo em vista os riscos e incertezas envolvidos, as estimativas e declarações acerca do futuro constantes deste Prospecto podem não vir a ocorrer e, ainda, os resultados futuros e o desempenho da Companhia podem diferir substancialmente daqueles previstos nas estimativas da Companhia em razão, inclusive, mas não se limitando, dos fatores mencionados acima. Por conta dessas incertezas, o investidor não deve se basear nestas estimativas e declarações futuras para tomar uma decisão de investimento.

SUMÁRIO DA OFERTA

Companhia	Equatorial Energia S.A.
Acionistas Vendedores	Brasil Energia I, Octavio Côrtes Pereira Lopes, Carlos Augusto Leone Piani, Marcelino da Cunha Machado Neto, Eduardo Francisco Lobo, Augusto Miranda de Paz Junior e Firmino Ferreira Sampaio Neto.
Coordenador Líder	Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
Coordenadores	Banco Pactual S.A. e Credit Suisse.
Oferta	Oferta Pública de 32.400.000 Units, sendo 12.800.000 Units representativas de novas ações de emissão da Equatorial e 19.600.000 Units de titularidade dos Acionistas Vendedores. As Units serão ofertadas no Brasil, por meio de uma distribuição pública primária e secundária registrada na CVM, em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400 e, ainda, com esforços de venda no exterior, por meio de mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, BACEN e CVM, e nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados definidos em conformidade com a <i>Rule 144A</i> do <i>Securities Act</i> em operações isentas de registro segundo o <i>Securities Act</i> e, fora dos Estados Unidos da América e do Brasil, de acordo com e legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, com base na <i>Regulation S</i> editada pela SEC.
Units	As Units, representativas de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais da Equatorial, serão emitidas pelo Banco Itaú S.A., na qualidade de custodiante daquelas ações, nos termos do “Contrato de Prestação de Serviços de Emissão e Escrituração de Units e de Custódia de Ações de Emissão da Equatorial Energia S.A.”, firmado com o Banco Itaú S.A.. O detentor de Units terá o direito ao recebimento de dividendos, bem como direito de voto da mesma forma que o detentor das respectivas ações subjacentes. Ver “Descrição do Capital Social – Units”.
Preço de Distribuição	O Preço de Distribuição (“ <u>Preço de Distribuição</u> ”) é R\$14,50 (quatorze reais e cinquenta centavos). O Preço de Distribuição foi fixado após (a) a efetivação dos Pedidos de Reserva no Período de Reserva; e (b) a finalização do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , em consonância com o disposto no artigo 170, § 1º, III da Lei das Sociedades por Ações e com o disposto no Artigo 44 da Instrução CVM 400. Nos termos do artigo 170, § 1º, III da Lei das Sociedades por Ações, a escolha do critério de determinação do Preço de Distribuição é justificada, tendo em vista que tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia e que as Units serão distribuídas por meio de distribuição pública primária e secundária, em que o valor de mercado das Units a serem vendidas será aferido com a realização do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentarão suas ordens de compra no contexto da Oferta. O Preço de

Distribuição será aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia antes da concessão dos registros da Oferta pela CVM. Os Investidores Não Institucionais que efetuaram Pedidos de Reserva não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participaram do processo de determinação do Preço de Distribuição.

Procedimentos de Distribuição na Oferta

Após a concessão dos competentes registros de distribuição pública primária e secundária pela CVM, publicação do Anúncio de Início e disponibilização deste Prospecto, os Coordenadores realizarão a distribuição pública da totalidade das Units objeto da Oferta em mercado de balcão não organizado, em regime de garantia firme de liquidação, de acordo com o procedimento descrito abaixo.

O montante mínimo de 10% das Units da Oferta, sem considerar as Units Suplementares (“Units Objeto da Oferta Não Institucional”), será destinado prioritariamente à colocação pública junto a Investidores Não Institucionais.

Caso a quantidade de Units correspondente à totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais seja igual ou inferior ao montante de Units Objeto da Oferta Não Institucional, não haverá rateio, sendo os Investidores Não Institucionais integralmente atendidos em todas as suas reservas, e eventuais sobras de Units ofertadas a Investidores Não Institucionais serão destinadas a Investidores Institucionais, nos termos descritos abaixo.

Caso a quantidade de Units correspondente à totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais seja superior ao montante de Units Objeto da Oferta Não Institucional, será realizado o rateio das Units entre todos os Investidores Não Institucionais, sendo que (i) até o limite de R\$5.000,00 (cinco mil reais), inclusive, o critério de rateio será a divisão igualitária e sucessiva de tais Units entre todos os Investidores Não Institucionais, limitada ao valor individual de cada um dos Pedidos de Reserva e à quantidade total de tais Units; e (ii) uma vez atendido o critério descrito no item (i) acima, as Units destinadas à Oferta Não Institucional remanescentes serão rateadas proporcionalmente aos valores dos Pedidos de Reserva entre todos os Investidores Não Institucionais, desconsiderando-se, entretanto, em ambos os casos, as frações de Units.

As Units que não foram objeto de Pedido de Reserva serão destinadas à colocação pública junto a Investidores Institucionais, não sendo admitidas para estes Investidores Institucionais reservas antecipadas e inexistindo valores mínimos ou máximos de investimento.

Caso a quantidade de Units objeto de ordens recebidas de Investidores Institucionais durante o procedimento de coleta de intenções de investimento junto a Investidores Institucionais, que será conduzido pelos Coordenadores (“Procedimento de Bookbuilding”), exceder o total de Units remanescentes após o atendimento dos Pedidos de Reserva, terão prioridade no atendimento de suas respectivas ordens os Investidores Institucionais que, a critério exclusivo dos Coordenadores e da Companhia, melhor atendam o objetivo desta Oferta de criar uma base diversificada de acionistas formada por Investidores Institucionais com diferentes critérios

de avaliação sobre as perspectivas, ao longo do tempo, da Companhia, seu setor de atuação e a conjuntura macroeconômica brasileira e internacional.

Para mais informações sobre os Procedimentos de Distribuição na Oferta, vide a Seção “Informações sobre a Oferta”.

Período de Reserva

De 28 de março de 2006 até 29 de março de 2006, inclusive ("Período de Reserva"), os Investidores Não Institucionais puderam realizar pedidos de reserva mediante o preenchimento de formulário específico ("Pedido de Reserva"), tendo como objetivo a aquisição de Units nas condições descritas abaixo. Os Pedidos de Reserva tiveram de ser realizados junto às dependências dos Coordenadores, Coordenadores Contratados ou Corretoras Consorciadas indicadas no Aviso ao Mercado. Os Investidores Não Institucionais que forem pessoas vinculadas à Oferta, nos termos do Artigo 55 da Instrução CVM 400 ("Pessoas Vinculadas"), tiveram de indicar, obrigatoriamente, no Pedido de Reserva, a sua condição de Pessoa Vinculada. Qualquer Pedido de Reserva efetuado por Investidor Não Institucional que seja Pessoa Vinculada será cancelado pelo Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada que tiver recebido o respectivo Pedido de Reserva, na eventualidade de haver excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Units ofertadas, excluídas as Units Suplementares, nos termos do Artigo 55 da Instrução CVM 400.

Capital Social

Na data deste Prospecto, o capital social da Equatorial se divide em 89.835.220 ações ordinárias e 68.439.957 ações preferenciais. Após a Oferta, o capital social da Equatorial será dividido em 102.635.220 ações ordinárias e 94.039.957 ações preferenciais.

Opção de Units Suplementares

A quantidade total de Units objeto da Oferta poderá ser acrescida de um lote suplementar de até 4.860.000 Units equivalentes a até 15% das Units inicialmente ofertadas, conforme opção para a aquisição de Units Suplementares outorgada pela Brasil Energia I ao Banco Pactual, nos termos do artigo 24, da Instrução CVM 400, a ser exercida pelo Banco Pactual por decisão conjunta dos Coordenadores da Oferta, nas mesmas condições e preço das Units inicialmente ofertadas, as quais são destinadas a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. A Opção de Units Suplementares poderá ser exercida no prazo de até 30 dias, a contar da data do início da negociação das Units, inclusive.

Destinação dos Recursos

Os recursos provenientes da Distribuição Primária serão utilizados para investimentos em futuras aquisições de distribuidoras de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste e/ou oportunidades de investimento em geração, e enquanto não forem realizadas essas aquisições, os recursos serão aplicados nos mercados financeiro e de capitais e utilizados para financiar o capital de giro e necessidades corporativas gerais da Companhia. Não receberemos quaisquer receitas oriundas da venda das Units pelos Acionistas Vendedores.

Dividendos

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o nosso Estatuto Social, somos obrigados a distribuir dividendo obrigatório em valor igual a um percentual não inferior a 25% do lucro líquido anual. Apesar da

exigência do dividendo obrigatório, a Equatorial poderá optar por não distribuir dividendos – veja as Seções “Fatores de Risco – Não há garantias de que os acionistas da Equatorial receberão dividendos” e “Descrição do Capital Social - Dividendos”.

Direitos Atribuídos pelas Units

Os titulares das Units farão jus a todos os direitos e benefícios assegurados às ações preferenciais e ordinárias de emissão da Equatorial a estas subjacentes, inclusive quanto ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados a partir da data de sua aquisição, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações, no Regulamento do Nível 2 e no Estatuto Social.

Quanto ao exercício do direito de voto, de acordo com o Regulamento do Nível 2, cada Unit conferirá ao seu titular, além do direito a um voto por ação ordinária e do direito de voto conferido às ações preferenciais nas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações, o direito a um voto a cada ação preferencial nas seguintes matérias deliberadas em Assembléia Geral: (a) transformação, incorporação, fusão ou cisão da Equatorial; (b) aprovação de contratos entre a Equatorial e o acionista controlador, diretamente ou por meio de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o acionista controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, sejam deliberados em Assembléia Geral; (c) avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital social da Equatorial; (d) escolha de empresa especializada para determinar o valor econômico da Equatorial; e (e) alteração ou revogação de dispositivos estatutários que resultem no descumprimento, por parte da Equatorial, de exigências previstas no item 4.1 do Regulamento do Nível 2.

Direito de Venda Conjunta (*Tag Along*)

A Equatorial voluntariamente adotou disposição estatutária segundo a qual, na hipótese de alienação de controle, o preço pago a todos os acionistas por suas ações, inclusive aos preferencialistas e aos detentores de Units, deverá ser igual ao preço pago por ação detida pelos acionistas controladores (*tag along* de 100%).

Restrições à Transferência de Ações (*Lock-up*)

De acordo com as regras do Nível 2, os administradores da Equatorial e a Acionista Controladora não poderão vender ou ofertar à venda ações ou Units representativas de ações de emissão da Equatorial de que sejam titulares, ou derivativos lastreados nestas ações, durante os primeiros seis meses após o início da negociação das Units no Nível 2. Após este período inicial, os administradores da Equatorial e a acionista controladores não poderão, por seis meses adicionais, vender ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de emissão da Equatorial, Units representativas de tais ações ou derivativos lastreados em referidos valores mobiliários de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Adicionalmente, a Companhia, seus administradores e os Acionistas Vendedores concordaram em não vender ou transferir quaisquer ações de emissão da Companhia ou Units no prazo de 180 dias a contar da data deste Prospecto sem o consentimento prévio por escrito dos Coordenadores. Especificamente, a Companhia e os Acionistas Vendedores concordaram, sujeito a determinadas exceções, em abster-se de, direta ou indiretamente: (i) oferecer, empenhar, vender ou contratar a venda de quaisquer ações de emissão da Companhia ou Units; (ii) vender

qualquer opção ou contrato para compra de quaisquer ações de emissão da Companhia ou Units; (iii) comprar qualquer opção ou contrato para venda de ações de emissão da Companhia ou Units; (iv) conceder qualquer opção, direito ou *warrant* para venda de ações de emissão da Companhia ou Units; (v) emprestar ou dispor ou transferir de qualquer outra forma de quaisquer ações de emissão da Companhia ou Units; (vi) arquivar pedidos de registro relativo às ações de emissão da Companhia ou Units; e (vii) celebrar qualquer instrumento de *swap* ou outros acordos que transfiram a outra pessoa, no todo ou em parte, qualquer dos direitos patrimoniais relativos às ações de emissão da Companhia ou Units, independentemente de qualquer destas operações de *swap* serem efetivamente liquidadas mediante a entrega de ações de emissão da Companhia ou Units ou quaisquer outros valores mobiliários, em dinheiro, ou de outra forma.

Fatores de Risco

Veja a Seção "Fatores de Risco", além de outras informações incluídas no presente Prospecto, para uma explicação acerca dos fatores de risco que devem ser cuidadosamente analisados antes da decisão de investimento nas Units.

O investimento em ações ou units representativas de ações representa um investimento de risco. O investimento em ações ou units representativas de ações é um investimento em renda variável, não sendo, portanto, adequado a investidores avessos aos riscos relacionados à volatilidade do mercado de capitais.

Listagem

As Units serão admitidas à negociação na BOVESPA, no segmento do Nível 2, sob o símbolo "EQTL11", a partir de 3 de abril de 2006.

Garantia Firme de Liquidação

Nos termos do Contrato de Distribuição, os Coordenadores se obrigaram a realizar, diretamente, a colocação da totalidade das Units a serem distribuídas na Oferta, no valor de R\$469.800.000,00. A garantia firme tornou-se vinculante a partir da celebração do Contrato de Distribuição .

SUMÁRIO DA COMPANHIA

Este sumário não contém todas as informações que devem ser consideradas antes que o investidor decida sobre a aquisição das Units. Este Prospecto deve ser lido integral e cuidadosamente pelo investidor, especialmente as seções “Fatores de Risco”, “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”, “Demonstrações Financeiras” e suas respectivas notas.

Visão Geral

A Equatorial é uma sociedade *holding* que tem como principal estratégia a expansão de sua operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Através da CEMAR, a Companhia atua no mercado de distribuição de energia elétrica no estado do Maranhão, com uma área de abrangência de 333.366 km², correspondendo a 3,91% do território nacional, e com uma população estimada em 5,9 milhões de habitantes, equivalente a 3,3% da população brasileira. Segundo a ABRADDEE, a Companhia é a segunda maior distribuidora de energia elétrica do Nordeste em extensão de área de concessão, com 21,4% do total da extensão do Nordeste, a quarta em termos de número de consumidores, com 9,0% do total do Nordeste, e a quinta em termos de consumo de energia, com 7,0% do total do Nordeste.

Em 2005, a Companhia distribuiu 2.793 GWh, representando um crescimento de 7,7% em relação a 2004. Durante o ano de 2005, foram acrescentadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes da Companhia, elevando a quantidade absoluta de nossos consumidores de 1.161.283 no final de 2004 para 1.254.399 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 - já considerados os desligamentos dos consumidores existentes - o que representou um aumento líquido de 8,0%.

Em 2005, a composição da receita de fornecimento da Companhia por classes de consumo foi a seguinte: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

Abaixo se encontram as nossas principais informações financeiras e operacionais consolidadas para os períodos indicados:

	2005	% VAR	2004	%VAR	2003
Receita Líquida ^{*1}	665,4	26,5	526,1	24,5	422,6
EBITDA ^{*1}	188,6	120,8	85,4	(8,4)	93,2
Lucro/(Prejuízo) Líquido do exercício ^{*1}	228,8	86,2	122,9	N/A	(57,2)
Dívida Líquida ^{*1}	350,0	(20,1)	438,2	(30,8)	633,2
Energia Faturada ^{*2}	2.793	7,7	2.593	2,9	2.521
Nº de Consumidores	1.254.399	8,0	1.161.283	4,0	1.116.361

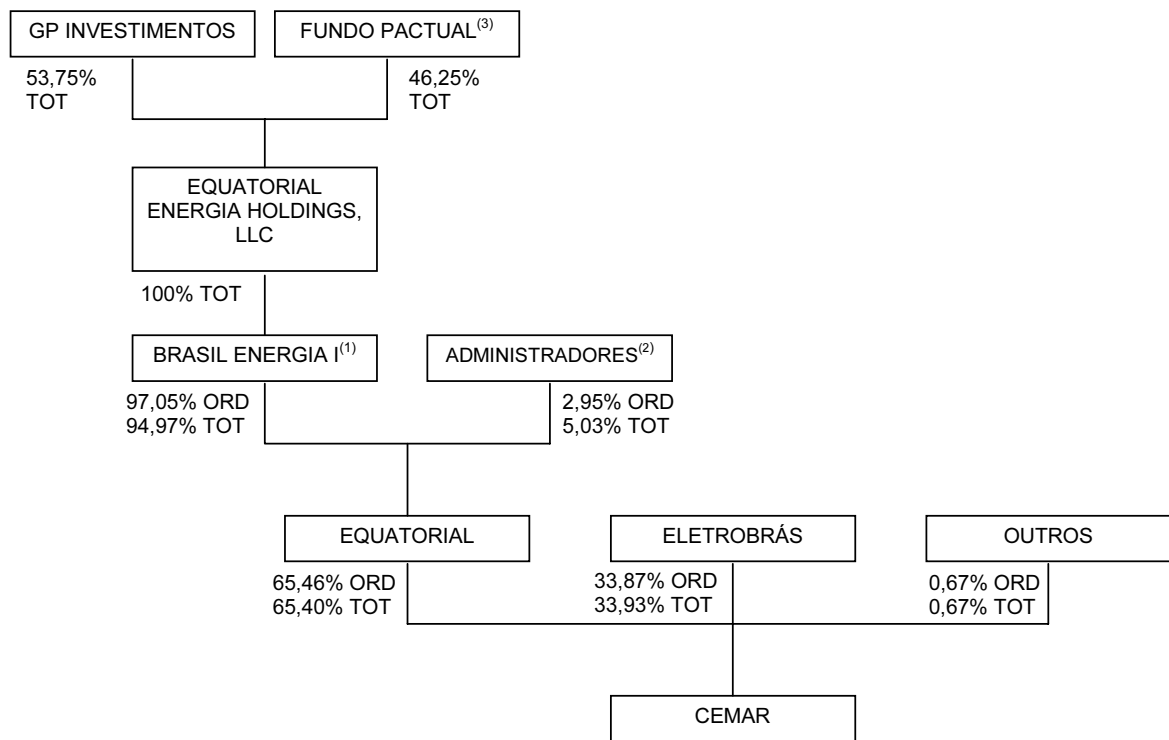
Informações: *1 – em R\$ milhões

 *2 – em GWh

O EBITDA representa o Lucro (Prejuízo) Líquido do exercício acrescido de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização.

O EBITDA não é uma medida sob as práticas contábeis brasileiras ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerado como alternativa ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA por nós calculado pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

O quadro a seguir mostra uma visão geral da nossa estrutura societária antes do fechamento da Oferta, sem considerar o efeito da potencial emissão de ações pela Equatorial e pela CEMAR, em consequência das opções ainda não exercidas do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e do Plano de Opções de Compra de Ações CEMAR.



(1) Inclui Tordezilhas S.A., sua subsidiária integral.

(2) Inclui o total de 2.654.579 ações ordinárias e 5.309.150 ações preferenciais de emissão da Equatorial detidas por administradores da CEMAR e da Equatorial, alguns dos quais são Acionistas Vendedores. Vide “Principais Acionistas e Acionistas Vendedores”.

(3) A participação acionária do Fundo Pactual, de 46,25% do capital total da Equatorial Holdings LLC, inclui 50% do poder de voto nas deliberações da companhia.

Pontos Fortes

Acreditamos que o nosso desenvolvimento e perspectiva futura refletem os seguintes pontos fortes:

Potencial de Crescimento Significativo.

Acreditamos que os mercados das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste proporcionam excelentes oportunidades para a expansão dos nossos negócios devido ao crescimento superior à média brasileira de demanda por energia elétrica e à oportunidade para aquisições.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de 3,5%. Aquisições poderão acelerar o crescimento de nossas atividades,

especialmente no caso de companhias com capacidade de investimento atualmente limitada e que, a partir de sua reestruturação, possam explorar o potencial de crescimento dos mercados em que atuam.

Em 2005, devido ao crescimento econômico na região, aos resultados já obtidos a partir de nossa reestruturação e ao incremento dos investimentos em nossas operações, nosso crescimento de energia vendida foi de 7,7% em relação a 2004, frente a um crescimento de 2,9% de 2004 em relação a 2003.

Capacidade Financeira

Em 31 de dezembro de 2005, nossa dívida líquida total era de R\$350,0 milhões, com um prazo médio de 10.5 anos. O serviço da dívida possui cronograma diferenciado, segundo o qual parte dos juros anuais é paga e parte é capitalizada ao principal até 2009. Uma parcela significativa desta dívida, aproximadamente 23,1%, no montante de R\$93,5 milhões, tem prazo total de amortização de 18 anos e custo financeiro equivalente a IGP-M mais 4% ao ano. Cerca de 90% da dívida é corrigida pelo IGP-M, o mesmo índice que atualmente corrige a parcela gerenciável de nossas tarifas. Caso haja uma alteração do índice de correção das tarifas, está previsto nos contratos que o indexador do endividamento será alterado da mesma forma.

Nosso EBITDA alcançou R\$188,6 milhões em 2005, com um crescimento de 120,3% em relação a 2004. O nosso índice de alavancagem, medido pela relação entre nossa dívida líquida e EBITDA era de 1,9 em 31 de dezembro de 2005, sendo mais um indicativo da capacidade financeira da Companhia, fator diferencial para a continuidade do processo de investimento e crescimento futuro.

Administração profissional, com experiência em reestruturações financeiras e operacionais

A Equatorial conta com profissionais capacitados e com experiências complementares para executar sua estratégia de crescimento via consolidação e aumento de rentabilidade por meio de reestruturação. Na área financeira, contamos com profissionais com larga experiência em fusões, aquisições e reestruturações financeiras, com mais de 10 anos de atuação nos segmentos de finanças corporativas e *private equity*. Na área operacional, temos profissionais com experiência no setor, que participaram de reestruturações operacionais em outras concessionárias privatizadas, tendo atingido importantes ganhos de eficiência e de rentabilidade. Os principais membros da administração lideraram juntos o bem sucedido processo de reestruturação na CEMAR e participam do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, concebido, para alinhar os seus interesses com os dos acionistas da Equatorial.

Como resultado desta complexa reestruturação, nosso lucro líquido em 2005 foi de R\$228,8 milhões e de R\$122,9 milhões em 2004, revertendo o prejuízo de R\$57,2 milhões em 2003 e mostrando uma melhora consistente da lucratividade da Companhia.

Além da reestruturação da CEMAR, nossos acionistas controladores adquiriram, diretamente ou através de fundos de investimento, o controle independente ou compartilhado de 47 companhias nos últimos 12 anos, tendo implementado mudanças similares em grande empresas, como, por exemplo, nos casos da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL e ALL - América Latina Logística S.A.

Cultura e Modelo de Gestão Voltados para Resultados

A Equatorial possui uma cultura corporativa voltada para resultados, com uma clara visão, sólidos valores e metas objetivas. Nosso modelo de gestão tem como objetivo proporcionar eficiência operacional e rentabilidade. Este modelo é baseado em um forte controle orçamentário, na disciplina financeira, na atração e retenção de profissionais qualificados, no estabelecimento de metas individuais, na atualização tecnológica e na remuneração variável para alinhamento de interesses entre os acionistas e os administradores.

Implementamos com sucesso este modelo na CEMAR. Ao assumirmos o seu controle, reavaliávamos todas as despesas e investimentos previstos, renegociávamos os contratos relevantes, definimos um orçamento detalhado para despesas e investimentos e implementamos um rígido sistema para seu controle, centralizamos o caixa e todo o processo de compras, atualizamos os principais sistemas que impediam ganhos de produtividade, redesenhávamos os principais processos, readequávamos a força de trabalho e tercerizávamos atividades acessórias.

Em 2005, o resultado da adoção deste modelo pela CEMAR pôde ser observado pelo ganho de produtividade medido pela redução das despesas gerenciáveis por consumidor de 18,8% em relação a 2003 (de R\$119,54 para R\$97,11), das despesas gerenciáveis por MWh faturado de 17,6% em relação a 2003 (de R\$52,9 para R\$43,6) e do ganho de eficiência demonstrado pelo número de consumidores por empregado que cresceu 28,9% em relação a 2003 (de 753 para 971).

A Experiência e a Solidez dos Nossos Acionistas Controladores

Nossos acionistas controladores estão ligados a dois dos mais proeminentes grupos financeiros brasileiros: GP Investimentos e Pactual. Ambos possuem larga experiência financeira e operacional, aplicada a diversos setores da economia. Em conjunto, têm mais de 13 anos de experiência em setores regulados, com destaque para os setores elétrico, ferroviário e de telecomunicações, o que lhes confere sólido conhecimento do arcabouço regulatório brasileiro. E, juntamente com os administradores da Equatorial, conduziram o processo de aquisição da CEMAR, bem como sua reestruturação financeira e operacional, tendo o Pactual atuado como assessor financeiro da GP Investimentos neste processo.

A GP Investimentos é uma das maiores gestoras de recursos de *private equity* da América Latina, tendo liderado investimentos de mais de US\$ 1,3 bilhão em 31/12/2005, no Brasil, desde 1993. A GP Investimentos controla, ou compartilha o controle de importantes empresas brasileiras como ALL – América Latina Logística S.A., Submarino S.A., Telemar Norte Leste S.A. e Gafisa S.A. e já controlou, ou compartilhou, o controle de companhias como Multicanal (atualmente Net Serviços de Comunicação S.A.), Ferrovia Centro-Atlântica S.A., Supermar Supermercados S.A. (hoje parte do Bompreço S.A.), entre outras.

O Pactual tem relevante histórico de atuação no setor elétrico brasileiro. Em dezembro de 2005, o Pactual administrava aproximadamente R\$36 bilhões (US\$ 15,4 bilhões em 31/12/2005) de recursos de terceiros. No segmento de *private equity*, o Pactual detém investimentos em diferentes segmentos da indústria, sendo que, no setor elétrico, o Pactual já deteve participação no controle da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, através da controladora Iven S.A., que foi alienada à EDP-Energias do Brasil S.A., em 1999.

Comprometimento com as Melhores Práticas de Governança Corporativa

A Equatorial pretende adotar as práticas diferenciadas de governança corporativa do Nível 2, garantindo a seus acionistas direitos complementares àqueles previstos na Lei das Sociedades por Ações e demais regras aplicáveis às sociedades por ações e ao mercado de capitais. Além dos direitos concedidos aos acionistas por força das disposições constantes do Regulamento do Nível 2, a Equatorial voluntariamente adotou disposição estatutária segundo a qual, na hipótese de alienação de controle, o preço pago a todos os acionistas por suas ações, inclusive aos preferencialistas e aos detentores de Units, deverá ser igual ao preço pago por ação detida pelos acionistas controladores (*tag along* de 100%).

Estratégia

Nossa estratégia orienta-se pelos seguintes princípios:

Consolidação de Distribuidoras de Energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste

Nossa estratégia principal consiste em expandir nossa operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Acreditamos que o setor de distribuição de energia e a aquisição de distribuidoras de energia nestas regiões oferece oportunidades atrativas, e que estas oportunidades derivam de perspectivas quanto a:

- crescimento per capita no consumo de energia superior à média nacional;
- obtenção de ganhos de produtividade através de reestruturação operacional das distribuidoras de energia eventualmente adquiridas;

- adequação das estruturas de capital das distribuidoras de energia eventualmente adquiridas através de reestruturação financeira;
- redução das perdas de energia comerciais;
- compartilhamento de atividades de suporte e da administração central com a CEMAR, permitindo ganhos com sinergias operacionais; e
- ambiente competitivo favorável para potenciais aquisições de distribuidoras de energia elétrica nestas regiões.

Segundo dados da ABRADDEE, atualmente, existem 24 distribuidoras de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, as quais respondem por 24,1% do mercado de distribuição brasileiro. Em 2004, essas distribuidoras forneceram 65.213 GWh para 19,6 milhões de consumidores. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de apenas 3,5%.

O setor de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste ainda conta com expressiva presença estatal, com 7 distribuidoras controladas pela Eletrobrás e suas subsidiárias (CEAL, CEPISA, CERON, Manaus Energia, CEAM, Boavista Energia e Eletroacre) e 4 distribuidoras controladas pelos respectivos governos estaduais (CEB, CELG, CEA e CER). Estas distribuidoras respondem por 30,6% do mercado de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Nós pretendemos aproveitar as potenciais oportunidades de crescimento que as ineficiências do setor de distribuição de energia nessas regiões possam apresentar no futuro.

Aumento de Eficiência Operacional e Redução de Perdas Comerciais em Nossas Operações

Nos últimos dois anos, obtivemos ganhos de produtividade expressivos na CEMAR. Nossas despesas gerenciáveis por consumidor foram reduzidas em 18,8% e nossas despesas gerenciáveis por MWh vendido em 17,61% entre 2003 e 2005. Aumentamos o grau de eficiência medido pelo número de consumidores por empregado de 753 em 2003 para 970 em 2005. Esses resultados foram obtidos concomitantemente a uma sensível melhora de nossos serviços com a redução de 11,9% e 19,6% na frequência anual média de interrupções por consumidor (FEC) e na duração anual média em horas de interrupções por consumidor (DEC) entre 2003 e 2005, respectivamente, que contou ainda com a implementação de call center disponível 24 horas por dia, 7 dias por semana para todos os nossos consumidores, entre outras melhorias. Estes ganhos de produtividade foram obtidos através de ampla reestruturação operacional implementada na CEMAR a partir de maio de 2004, a qual permanece em andamento, e acreditamos que ganhos adicionais de eficiência serão obtidos pela Companhia com a implementação completa da referida reestruturação. Pretendemos implementar reestruturações semelhantes em empresas que venhamos a adquirir.

A redução das perdas de energia comerciais da CEMAR também pode trazer ganhos financeiros para os nossos acionistas. Em 2005, as perdas de energia totais foram de 29,5%. Este resultado correspondeu a uma redução de 0,4 pontos percentuais e interrompeu a tendência de crescimento das perdas de energia da CEMAR verificada nos anos anteriores ao início da reestruturação. Entre 2001 e 2004, as perdas da CEMAR cresceram de 23,7% para 29,9% devido à falta de investimentos e da implementação de ações coordenadas para combater as perdas. Segundo dados da ABRADDEE, as distribuidoras de energia presentes nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste apresentaram perdas médias de energia de 15,8%, 18,7% e 17,2% em 2004, respectivamente. Ao longo dos próximos anos pretendemos dedicar esforços gerenciais e investimentos no combate às perdas na nossa área de concessão.

Avaliação Seletiva de Alternativas de Investimentos em Geração de Energia

Segundo estudo da Tendências Consultoria Integrada, realizado com o apoio da Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), serão necessários, nos próximos 10 anos, investimentos anuais de R\$20 bilhões no setor elétrico brasileiro, sendo R\$13,6 bilhões em geração de energia. Neste cenário, poderemos realizar investimentos seletivos em ativos de geração de energia, em desenvolvimento ou já em operação, que ofereçam preço e rentabilidade atraentes.

Histórico do pagamento de Dividendos

Entre 2001 e 2005, a Equatorial não pagou dividendos, considerando sua situação financeira. No entanto, em 10 de março de 2006, a Equatorial deliberou sobre o pagamento de R\$54.351.071,76 a título de dividendos com base nos resultados obtidos no ano de 2005.

SUMÁRIO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

Apresentamos abaixo as informações financeiras para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2004 e 2003. As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia e respectivas notas explicativas, incluídas neste Prospecto e com as Seções “Informações Financeiras Seleccionadas” e “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”.

O sumário do balanço patrimonial e das demonstrações de resultado relativos aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2004 e 2003 é derivado das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia elaboradas de acordo com o GAAP Brasileiro auditadas, conforme indicado nos seus pareceres também inclusos neste Prospecto.

Conforme indicado em nossas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005, a forma de apresentação de determinados itens referentes a 31 de dezembro de 2004 foi alterada, de modo a melhorar a divulgação de informações aos leitores de nossas demonstrações financeiras, cumprir com as normas e regras da ANEEL que determinaram certas classificações em 2005 e tornar os valores comparativos com a apresentação de 2005.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005 apresentam informações comparativas reclassificadas de 2004. Incluímos também no presente memorando de oferta as demonstrações financeiras originalmente apresentadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003, as quais não refletem tais reclassificações. Estas, reclassificações que não alteram o resultado do exercício ou o patrimônio líquido para 2004, encontram-se resumidas na seção “Discussão e análise da administração da situação financeira e dos resultados das operações”.

Balancos Patrimoniais

Ativo (em R\$mil)

	Consolidado						Variação	
	2005	% AT	2004	% AT	2003	% AT	05/04	04/03
CIRCULANTE	404.425	26,0%	349.307	30,5%	271.745	24,3%	16%	29%
Disponibilidades e aplicações financeiras	154.296	9,9%	143.723	12,5%	63.002	5,6%	7%	128%
Consumidores e Revendedores	185.597	11,9%	203.785	17,8%	218.065	19,5%	-9%	-7%
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(26.435)	-1,7%	(58.122)	-5,1%	(53.394)	-4,8%	-55%	9%
Estoques	3.358	0,2%	2.806	0,2%	6.094	0,5%	20%	-54%
Impostos a Recuperar	19.692	1,3%	16.334	1,4%	6.837	0,6%	21%	139%
Serviços Pedidos	3.855	0,2%	5.213	0,5%	4.618	0,4%	-2%	13%
Baixa Renda	9.167	0,6%	7.657	0,7%	16.464	1,5%	20%	-53%
Pagamentos Antecipados e Outros Créditos a Receber	33.415	2,1%	27.911	2,4%	10.059	0,9%	20%	177%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	21.480	1,4%	-	N.A.	-	N.A.	N.A.	N.A.
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	277.749	17,8%	42.486	3,7%	38.892	3,5%	554%	9%
Consumidores e Revendedores	16.538	1,1%	19.350	1,7%	25.262	2,3%	-15%	-23%
Impostos a Recuperar	17.337	1,1%	5.853	0,5%	7.568	0,7%	196%	-23%
Pagamentos Antecipados	2.676	0,2%	15.243	1,3%	4.898	0,4%	-82%	211%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	237.800	15,3%	-	N.A.	-	N.A.	N.A.	N.A.
Depósitos Judiciais	3.398	0,2%	2.040	0,2%	1.164	0,1%	67%	75%
PERMANENTE	875.887	56,2%	753.568	65,8%	808.122	72,2%	16%	-7%
Investimentos	221	0,0%	33	0,0%	-	N.A.	570%	N.A.
Ágio	246.920	15,8%	249.732	21,8%	259.488	23,2%	-1%	-4%
Imobilizado	817.508	52,5%	645.775	56,4%	631.341	56,4%	27%	2%
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	(188.762)	-12,1%	(141.972)	-12,4%	(82.707)	-7,4%	33%	72%
TOTAL DO ATIVO	1.558.061	100,0%	1.145.361	100,0%	1.118.759	100,0%	36%	2%

Passivo (em R\$mil)

	Consolidado					
	2005	% PT	2004	% PT	2003	% PT
CIRCULANTE	350.009	22,5%	189.757	16,6%	562.772	50,3%
Fornecedores	117.306	7,5%	71.648	6,3%	163.217	14,6%
Folha de Pagamento	684	0,0%	767	0,1%	976	0,1%
Encargos das Dívidas	200	0,0%	567	0,0%	27.263	2,4%
Tributos e Contribuições Sociais	55.540	3,6%	40.653	3,5%	28.336	2,5%
Empréstimos e Financiamentos	25.321	1,6%	31.320	2,7%	200.495	17,9%
Debêntures	6.263	0,4%	6.785	0,6%	34.475	3,1%
Provisão de Férias e encargos	11.360	0,7%	8.960	0,8%	6.771	0,6%
Taxa de Iluminação Pública	6.475	0,4%	4.113	0,4%	5.658	0,5%
Provisão para Contingências	6.448	0,4%	4.300	0,4%	-	N.A.
Dividendos Propostos	84.037	5,4%	-	0,0%	-	N.A.
Empresa Controladora e Dividendos a Pagar- acionistas não controladores	-	0,0%	-	N.A.	73.697	6,6%
Encargos dos consumidores	2.509	0,2%	8.899	0,8%	12.875	1,2%
Outros	33.866	2,2%	11.745	1,0%	9.009	0,8%
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	533.378	34,2%	620.162	54,1%	443.067	39,6%
Ressarcimento Gerador – MAE	-	N.A.	-	N.A.	17.836	1,6%
Tributos e Contribuições Sociais	2.314	0,1%	5.427	0,5%	7.585	0,7%
Debêntures	17.458	1,1%	23.165	2,0%	150.000	13,4%
Empréstimos e Financiamentos	455.100	29,2%	520.041	45,4%	210.305	18,8%
Provisão para Contingências	47.487	3,0%	61.362	5,4%	48.549	4,3%
Entidade de Previdência Privada	11.019	0,7%	10.167	0,9%	8.792	0,8%
Provisão para Passivo a Descoberto em Controlada	-	N.A.	-	N.A.	-	N.A.
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	149.638	9,6%	54.338	4,7%	-	0,0%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	525.036	33,7%	281.104	24,5%	112.920	10,1%
Capital Social	320.541	20,6%	566.862	49,5%	566.862	50,7%
Reservas de Capital	0	0,0%	30.000	2,6%	-	0,0%
Reservas de Lucros	174.495	11,2%	0	0,0%	-	0,0%
Lucros /(Prejuízos) Acumulados	-	0,0%	(315.758)	-27,6%	(453.942)	-40,6%
Recursos destinados para Futuro Aumento de Capital	30.000	1,9%	-	0,0%	-	0,0%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.558.061	100,0%	1.145.361	100,0%	1.118.759	100,0%

Demonstrações de Resultados (em R\$mil)

	Consolidado						Consolidado	
	2005		2004		2003		Var.	Var.
	2005	%RL	2004	%RL	2003	%RL	05/04	04/03
RECEITA OPERACIONAL BRUTA E VENDA DE SERVIÇOS	884.185	132,9%	706.178	134,2%	547.843	129,6%	25,2%	28,9%
Fornecimento de Energia Elétrica	870.797	130,9%	670.786	127,5%	521.502	123,4%	29,8%	28,6%
Suprimento de Energia Elétrica	1.031	0,2%	1.634	0,3%	2.629	0,6%	-36,9%	-37,8%
Encargo de Capacidade Emergencial	1.399	0,2%	20.719	3,9%	15.546	3,7%	-93,2%	33,3%
Outras Receitas	10.958	1,6%	13.039	2,5%	8.166	1,9%	-16,0%	59,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(218.741)	-32,9%	(180.053)	-34,2%	(125.256)	-29,6%	21,5%	43,7%
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(10.894)	-1,6%	(10.006)	-1,9%	(12.805)	-3,0%	8,9%	-21,9%
Impostos e Contribuições	(197.462)	-29,7%	(154.105)	-29,3%	(99.911)	-23,6%	28,1%	54,2%
Encargo de Capacidade Emergencial	(10.386)	-1,6%	(15.942)	-3,0%	(12.540)	-3,0%	-34,9%	27,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA E VENDA DE SERVIÇOS	665.444	100,0%	526.125	100,0%	422.587	100,0%	26,5%	24,5%
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(413.041)	-62,1%	(361.013)	-68,6%	(316.129)	-74,8%	14,4%	14,2%
Custo da Energia Elétrica	(262.598)	-39,5%	(227.541)	-43,2%	(190.559)	-45,1%	15,4%	19,4%
Energia Elétrica Comprada para revenda	(215.030)	-32,3%	(172.853)	-32,9%	(149.531)	-35,4%	24,4%	15,6%
Encargo Uso do Sist. de Transm. e Distribuição	(47.569)	-7,1%	(54.688)	-10,4%	(41.028)	-9,7%	-13,0%	33,3%
Custo da Operação	(150.443)	-22,6%	(133.472)	-25,4%	(125.370)	-29,7%	12,7%	6,3%
Pessoal	(27.432)	-4,1%	(40.608)	-7,7%	(31.975)	-7,6%	-32,4%	27,0%
Material	(4.556)	-0,7%	(6.946)	-1,3%	(6.337)	-1,5%	-34,4%	9,6%
Serviços de Terceiros	(31.302)	-4,7%	(30.682)	-5,8%	(30.991)	-7,3%	2,0%	-1,0%
Depreciações e Amortizações	(47.956)	-7,2%	(38.988)	-7,4%	(41.018)	-9,7%	23,0%	-4,9%
Cota para Consumo de Combustível - CCC e CDE	(27.140)	-4,1%	(11.208)	-2,1%	(11.767)	-2,8%	142,2%	-4,8%
Outros Custos Operacionais	(12.056)	-1,8%	(5.040)	-1,0%	(3.482)	-0,8%	139,2%	44,7%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	252.403	37,9%	165.112	31,4%	106.458	25,2%	52,9%	55,1%
DESPESAS OPERACIONAIS	(113.704)	-17,1%	(120.128)	-22,8%	(55.529)	-13,1%	-5,3%	116,3%
Despesas com Vendas	(48.922)	-7,4%	(32.384)	-6,2%	(25.391)	-6,0%	51,1%	27,5%
Provisão (Reversão) de PDD e Perdas com Créditos Incombráveis*	(16.954)	-2,5%	(19.396)	-3,7%	(1.982)	-0,5%	-12,6%	N.A.
Despesas Administrativas	(38.112)	-5,7%	(36.218)	-6,9%	(23.940)	-5,7%	5,2%	N.A.
Depreciações e Amortizações	(1.899)	-0,3%	(1.395)	-0,3%	(1.226)	-0,3%	36,2%	13,8%
Provisão (Reversão) de Contingências*	(3.122)	-0,5%	(27.521)	-5,2%	4.299	1,0%	-88,7%	N.A.
Outras Despesas Operacionais	(4.695)	-0,7%	(3.214)	-0,6%	(7.289)	-1,7%	46,1%	-55,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	138.699	20,8%	44.984	8,6%	50.929	12,1%	208,3%	-11,7%
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(2.811)	-0,4%	150.012	28,5%	(9.756)	-2,3%	N.A.	N.A.
Amortização de Ágio	(2.811)	-0,4%	(9.756)	-1,9%	(9.756)	-2,3%	-71,2%	0,0%
Ganho de Capital em Controlada	-	0,0%	44.410	8,4%	-	0,0%	-100,0%	N.A.
Outras Receitas Operacionais	-	0,0%	115.358	21,9%	-	0,0%	-100,0%	N.A.
RECEITA (DESPESAS) FINANCEIRAS	(21.651)	-3,3%	(74.259)	-14,1%	(98.660)	-23,3%	-70,8%	-24,7%
Receitas Financeiras	60.473	9,1%	55.611	10,6%	41.677	9,9%	8,7%	33,4%
Despesas Financeiras	(82.124)	-12,3%	(129.870)	-24,7%	(140.337)	-33,2%	36,8%	-7,5%
LUCRO/ (PREJUÍZO) OPERACIONAL	114.237	17,2%	120.737	22,9%	(57.487)	-13,6%	-5,4%	N.A.
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	705	0,1%	(1.670)	-0,3%	(5.250)	-1,2%	N.A.	-68,2%
Receita não Operacional	871	0,1%	5.036	1,0%	611	0,1%	-82,7%	724,2%
Despesa não Operacional	(166)	0,0%	(6.706)	-1,3%	(5.861)	-1,4%	-97,5%	14,4%
LUCRO/ (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	114.942	17,3%	119.067	22,6%	(62.737)	-14,8%	-3,5%	N.A.
PROVISÕES DE IMPOSTOS	241.875	36,3%	-	0,0%	-	0,0%	N.A.	N.A.
Imposto de Renda E Contribuição Social	241.875	36,3%	-	0,0%	-	0,0%	N.A.	N.A.
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	(127.971)	-19,2%	3.861	0,7%	5.518	1,3%	-3214,5%	-30,0%
RESULTADO DO EXERCÍCIO	228.846	34,4%	122.928	23,4%	(57.219)	-13,5%	86,2%	N.A.

* - os valores referentes ao exercício de 2004, são uma decomposição do valor de R\$2.317 na linha de Reversão (Provisão) de PDD e Contingências do Relatório das demonstrações financeiras auditadas de 31 de dezembro de 2004 da Equatorial Energia S/A de 2004 auditado pela PWC.

Outras Informações Financeiras e Operacionais

Energia Faturada (GWh)	2005	2004	2003
Residencial	1.127,2	1.045,8	1.022,8
Industrial	441,7	424,3	419,9
Comercial	552,4	505,8	482,7
Rural	108,0	92,9	80,1
Poder Público	188,4	170,0	167,9
Iluminação Pública	179,7	167,2	164,2
Serviço Público	190,3	182,1	177,9
Consumo Próprio	5,0	5,2	5,4
Total	2.792,8	2.593,2	2.520,9
Número de Consumidores	1.254.399	1.161.283	1.116.361
Perdas de Energia Elétrica	29,5%	29,9%	27,8%

CONCILIAÇÃO DO EBITDA

(Valores em R\$ mil)

EBITDA	2005	2004	2003
Lucro (Prejuízo) Líquido de Acordo com os Princípios Contábeis Brasileiros	228.846	122.928	(57.219)
Adicionando:			
Participação dos Acionistas Não Controladores	127.971	(3.861)	(5.518)
Provisões de Impostos (IR, CSLL e Crédito Fiscal Diferido)	(241.875)	-	-
Resultado Não Operacional	(705)	1.670	5.250
Resultado Financeiro	21.651	74.259	98.660
Resultado de Participações Societárias	2.811	(150.012)	9.756
Depreciação e Amortização	49.855	40.383	42.244
EBITDA	188.554	85.367	93.173

- (1) O EBITDA representa o Lucro (Prejuízo) Líquido acrescido de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização..
- (2) O EBITDA não é uma medida sob as práticas contábeis brasileiras ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerados como alternativas ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA por nós calculado, pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

Equatorial

Equatorial Energia S.A.

Av. Cel. Colares Moreira, 477

São Luís – MA

Diretor de Relações com Investidores: Sr. Carlos Augusto Leone Piani

Telefone: (98) 3217 2123

Fax: (98) 3235 7161

Site: www.equatorialenergia.com.br

Auditores Independentes

KPMG Auditores Independentes

Av. Almirante Barroso, 52, 4º andar

Rio de Janeiro – RJ

Sra. Vânia Souza

Telefone: (21) 3231-9421

Fax: (21) 2544 1338

Site: www.kpmg.com.br

PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes

Rua Padre Carapuceiro, 733, 8º andar

Recife – PE

Sra. Salete Garcia

Telefone: (81) 3465-8688

Fax: (81) 3465-1063

Site: www.pwc.com.br

Coordenadores da Oferta

Coordenador Líder

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima, 3064 – 13º andar

São Paulo – SP

Sr. Denis Jungerman

Telefone: (11) 3841 6408

Fax: (11) 3841 6912

Site: www.credit-suisse.com.br

Banco Pactual S.A.

Praia de Botafogo, nº 501/5º e 6º andar

Torre Corcovado – Rio de Janeiro – RJ

22250-040

Sr. Rodolfo Riechert

Telefone: (21) 2514-9600

Fax: (21) 2514-8600

Site: www.pactual.com.br

Coordenadores Contratados

Banco J.P. Morgan S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima, 3.729, 14º andar

São Paulo – SP

Sr. Paulo Mendes

Telefone: (11) 3048-3423

Fax: (11) 3048-3760

Site: www.jpmorgan.com

Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A.

Av. Euzébio Maroso, 891, 20º andar
São Paulo – SP
Sr. Glenn Mallet
Telefone: (11) 3097-1213
Fax: (11) 3097-4501
Site: www.unibanco.com.br

Consultores Jurídicos da Equatorial e dos Acionistas Vendedores quanto ao Direito Brasileiro e quanto ao Direito do Estado de Nova York e à legislação federal dos Estados Unidos

Quanto ao Direito Brasileiro

Barbosa, Müssnich & Aragão Advogados

Av. Almirante Barroso, nº 52 – 32º andar
Rio de Janeiro – R.J.
Sr. Pedro Lanna Ribeiro
Telefone: (21) 3824-5870
Fax: (21) 2262-5536
Site: www.bmalaw.com.br

Quanto ao Direito do Estado de Nova York e à legislação federal dos Estados Unidos

Simpson Thacher & Bartlett LLP

425 Lexington Avenue
Nova Iorque, NY 10017-3954
EUA
Sr. S. Todd Crider
Telefone: (00xx1212) 455 2000
Fax: (00xx1212) 455 2502
Site: www.simpsonthacher.com

Consultores Jurídicos para os Coordenadores da Oferta quanto ao Direito Brasileiro e quanto ao Direito do Estado de Nova York e à legislação federal dos Estados Unidos

Quanto ao Direito Brasileiro

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados

Al. Joaquim Eugênio de Lima, 447
São Paulo – SP
Sr. Sergio Spinelli Silva Jr.
Telefone: (11) 3147-7676
Fax: (11) 3147-7770
Site: www.mattosfilho.com.br

Quanto ao Direito do Estado de Nova York e à legislação federal dos Estados Unidos

Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP

Four Times Square, 10036
Nova Iorque, NY
EUA
Sr. Paul T. Schnell
Telefone: (00xx1212) 735 2322
Fax: (00xx1917) 777 2322
Site: www.skadden.com

Informações Adicionais

Quaisquer outras informações complementares sobre a Companhia, os Acionistas Vendedores e a Oferta poderão ser obtidas junto (i) à Equatorial; (ii) ao Credit Suisse; (iii) ao Banco Pactual; (iv) à BOVESPA, na Rua XV de Novembro, nº 275, São Paulo, SP; e (v) à CVM, na Rua 7 de Setembro, nº 111, 5º andar, Rio de Janeiro, RJ, ou na Rua Formosa, nº 367, 20º andar, São Paulo, SP. **As informações constantes das páginas da rede mundial de computadores não são parte integrante deste Prospecto.**

FATORES DE RISCO

Antes de tomar qualquer tipo de decisão com relação a um investimento nas Units, o investidor deve considerar e analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Prospecto e, em particular, nesta Seção. Caso qualquer dos riscos ou incertezas aqui descritos efetivamente ocorra, os negócios, a situação financeira e os resultados operacionais e prospectivos da Companhia poderão ser afetados de forma substancialmente adversa. Nesse caso, o preço das Units poderá cair e o investidor poderá perder uma parcela ou a totalidade do valor investido. Riscos adicionais atualmente desconhecidos pela Companhia também podem prejudicar seus negócios.

Para os fins desta seção, exceto se expressamente indicado ou se o contexto assim o requerer, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema pode vir a causar ou poderia ter causado um “efeito adverso” na Companhia, significa que tal risco, incerteza ou problema pode vir a causar ou poderia ter causado um efeito adverso nos negócios da Companhia, em sua condição financeira, nos resultados de suas operações ou em seus futuros negócios. Expressões similares nesta seção devem ser lidas como tendo o mesmo significado.

RISCOS RELACIONADOS A FATORES MACROECONÔMICOS

O Governo Federal tem exercido, e continua a exercer, influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas no Brasil podem causar um efeito adverso na Companhia e no preço das Units.

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 envolveram, por exemplo, controles de preços e de salários, desvalorização cambial, controle sobre o fluxo de capitais e restrições à importação, entre outras medidas.

Medidas tomadas pelo Governo Federal relativas à economia podem ter efeitos importantes sobre as empresas brasileiras e outras entidades, inclusive sobre a Companhia, e sobre as condições de mercado e preços dos títulos brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Equatorial. A condição financeira e os resultados das operações da Companhia podem ser afetados negativamente pelos seguintes fatores:

- inflação;
- política monetária, cambial e taxas de juros;
- liquidez do mercado doméstico financeiro e de capitais;
- racionamento de energia elétrica;
- políticas de controle de preços;
- política fiscal; e
- outros fatores políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

Uma eventual redução do volume de investimentos estrangeiros no País poderá ter impacto na balança de pagamentos nacional e pode trazer impactos negativos sobre a economia brasileira, afetando a taxa de juros praticada no País e elevando o custo de captação de recursos por empresas brasileiras.

No que se refere à política cambial, em 2003, 2004, 2005 e 2006, até o mês de fevereiro, houve valorização do Real frente ao Dólar correspondente a, respectivamente, 18,2%, 8,1%, 11,7%, e 6,2%. Historicamente, entretanto, a moeda brasileira vem apresentando desvalorizações freqüentes. O resultado de eventual desvalorização acentuada do Real em relação ao Dólar poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre as quais a elevação na taxa básica de juros, que podem afetar adversamente a economia brasileira, causando um efeito adverso na Companhia e restringindo o acesso ao mercado de capitais internacional. Por outro lado, a depreciação do Real frente ao Dólar pode causar a deterioração das finanças públicas e dos balanços de pagamento brasileiro, assim como, levar a uma diminuição no crescimento econômico relacionado às exportações.

A incerteza acerca das políticas futuras do Governo Federal pode contribuir para uma maior volatilidade no mercado de títulos e valores mobiliários brasileiro e dos títulos e valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. A economia brasileira cresceu 2,3% em 2005, 4,9% em 2004, após ter crescido 0,5% em 2003. Face ao crescimento limitado dos últimos anos, é ainda incerto se a política de estabilização econômica do atual governo persistirá.

Estes e outros acontecimentos na economia brasileira e na política econômica podem causar um efeito adverso na Companhia, assim como no valor de mercado das Units.

Em caso de instabilidade política, a Companhia e o preço das Units poderão ser adversamente afetados.

Historicamente, o desempenho da economia brasileira tem sido influenciado pelo cenário político nacional. As crises políticas afetaram, no passado, a confiança dos investidores e do público em geral, resultando na redução da atividade econômica, afetando adversamente o preço de mercado das ações de emissão das companhias com ações negociadas em bolsa.

Atualmente o Congresso Nacional está conduzindo investigações, entre outras questões, a respeito de alegações relacionadas a contribuições a campanhas políticas que não foram contabilizadas ou divulgadas, inclusive contribuições feitas a vários membros importantes da atual administração. Tais alegações resultaram na substituição de ministros de pastas importantes e estão ocupando parte significativa da pauta do Congresso.

Na hipótese de essas investigações abalarem a confiança do público em geral e dos investidores, vindo a causar uma redução da atividade econômica no Brasil, a Companhia e o preço das Units poderão ser adversamente afetados.

Adicionalmente, em 2006 o Brasil passará por eleições presidenciais, e não podemos garantir que o candidato que venha a ser eleito manterá as políticas econômicas adotadas pela atual administração. Nos anos de 2001 a 2005 a economia brasileira cresceu a taxa média anual de 2,2%. O crescimento limitado da economia brasileira nestes últimos anos contribuiu para a incerteza de que as políticas econômicas adotadas pela atual administração serão mantidas até a eleição presidencial ou pelo candidato que vier a ser eleito, após a mesma. Dessa forma, não podemos prever se as atuais políticas econômicas serão mantidas ou quais políticas fiscais, monetárias, previdenciárias e outras serão adotadas pelo futuro governo, e se estas medidas resultarão em conseqüências adversas para a economia como um todo e para a Companhia em particular.

A inflação e certas medidas governamentais para combatê-la podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e afetar adversamente a Companhia e o preço das Units.

Desde a crise da dívida brasileira na década de 80, o País passou por períodos de elevadas taxas de inflação. Mais recentemente, a taxa de inflação anual do País foi de 8,7% em 2003, 12,4% em 2004 e 1,2% em 2005, conforme medida pelo IGP-M. 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. Futuras medidas governamentais, incluindo aumento das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e medidas para ajustar ou fixar o valor do real podem trazer o aumento da inflação. Se o Brasil vivenciar altas taxas de inflação no futuro, a Companhia pode não conseguir ajustar seus preços de forma a compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos. Pressões inflacionárias podem afetar a capacidade da Companhia de acessar mercados financeiros estrangeiros e de se antecipar às políticas governamentais de combate à inflação que possam causar efeitos adversos na Companhia e no preço das Units.

A deterioração das condições econômicas e de mercado em outros países, principalmente nas economias emergentes, pode afetar adversamente a economia brasileira, a Companhia e o preço das Units.

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 adversos na economia brasileira e na Companhia.

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 (incluindo eventuais planos de aquisição), bem como para manter e expandir sua participação no mercado, o que poderá causar um efeito adverso na Companhia e no preço das Units.

Alterações na legislação tributária do Brasil podem ter efeito adverso na Companhia.

O Governo Federal já implementou e pode voltar a implementar alterações no regime fiscal que afetem inclusive os 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 poderá não conseguir efetuar o repasse, desses tributos para suas tarifas tempestivamente, o que poderá afetar adversamente o seu fluxo de caixa ou a sua lucratividade.

RISCOS RELACIONADOS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Modificações na atual estrutura do setor elétrico com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico podem afetar adversamente a Companhia.

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.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de duas ações diretas de inconstitucionalidade. No dia 8 de abril de 2005, o julgamento das ações foi suspenso em virtude do pedido de vista por um dos ministros do Supremo Tribunal Federal. 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 potenciais efeitos adversos de uma decisão desfavorável que determine a inconstitucionalidade do Novo Modelo do Setor Elétrico na situação econômica da Companhia.

Alteração nas leis e na regulamentação expedida pela ANEEL podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

A principal atividade comercial da CEMAR – a distribuição de energia elétrica – é um serviço público e, portanto, está sujeita a um ambiente altamente regulado. 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, a Companhia poderá ser afetada adversamente.

Alterações na regulamentação tarifária do Setor Elétrico e política tarifária podem afetar adversamente a Companhia.

A fixação das tarifas aplicáveis pela CEMAR 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. Para maiores informações, vide seção “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”. A Companhia passa, a cada ano, por ocasião do aniversário da celebração do Contrato de Concessão, pelo processo de 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.

A ANEEL também realiza revisões periódicas das tarifas. No caso da CEMAR esta revisão periódica é realizada a cada quatro anos, tendo a primeira revisão periódica se encerrado em 28 de agosto de 2005. Na revisão periódica as tarifas são revistas e fixadas de forma a ajustar a receita anual da concessionária ao valor que cubra (i) os custos de operação e manutenção eficientes, (ii) o retorno adequado da concessionária sobre a sua 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. As revisões extraordinárias podem ser solicitadas sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No Contrato de Concessão está previsto o uso de um fator de correção (fator X) do reajuste tarifário, que no caso da CEMAR ocorre a cada quatro anos, cujo principal objetivo é induzir a concessionária a explorar as oportunidades de melhoria da eficiência econômica de sua concessão. Esse fator atua também como instrumento de repartição dos ganhos de eficiência da concessionária com seus consumidores.

Dessa forma, na hipótese de alterações imprevistas nas condições originais de contratação, caso os reajustes ou revisões tarifárias ou, ainda, a aplicação da cláusula de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro constante do Contrato de Concessão não gerem, tempestivamente, um aumento do fluxo de caixa ou remunerem adequadamente os ativos da Companhia, a Companhia pode ser afetada adversamente.

Previsões incorretas das necessidades de energia em nossa área de distribuição podem afetar adversamente a Companhia.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras correm o risco de não repassar integralmente aos clientes os custos das compras de energia se a quantidade de energia contratada for superior a 103% da demanda de energia da área de concessão. Adicionalmente, caso a energia contratada seja inferior a 100% do mercado da distribuidora, a mesma sofrerá penalidade proporcional ao seu nível de não cobertura contratual. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia devem contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, 100% das necessidades de energia previstas para as suas áreas de concessão. Estas licitações ocorrem com antecedência de cinco, três e um ano. Existe ainda o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia – MCSD, que determina a cessão de montantes contratuais de energia entre distribuidoras sobre e sub-contratadas, obrigando as distribuidoras sobre-contratadas a cederem energia em excesso para as distribuidoras sub-contratadas, as quais deverão aceitar essa energia nas mesmas condições originais. Além disto, os contratos de “energia velha” (energia proveniente de empreendimentos de geração existentes) preveem a opção de descontratação anual de até 4 % do volume contratado durante os primeiros 4 anos de vigência desses contratos, a critério exclusivo da distribuidora.

Se, após a implementação anual do MCSD e da potencial opção de descontratação de até 4% do volume contratado dos contratos de “energia velha”, a distribuidora contratar mais do que 103% ou menos do que 100% da energia de que necessita para atendimento ao seu mercado consumidor, a mesma não poderá repassar integralmente os custos da compra de energia para os consumidores, no caso de sobrecontratação, e sofrerá penalidades, no caso de subcontratação.

O impacto de uma potencial falta de eletricidade e o conseqüente racionamento de energia elétrica poderá ter um efeito adverso sobre a Companhia.

A geração hidráulica é a principal fonte de energia elétrica do Brasil, representando aproximadamente 90% da capacidade disponível no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2004. O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às deficiências do sistema interligado de transmissão de energia no país, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro, podendo afetar o fornecimento de energia para a Companhia.

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 e Centro-Oeste no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002 e na região Nordeste no período de junho de 2001 a dezembro de 2001. O Governo Federal criou a CGE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, 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 Companhia. Por outro lado, se o Brasil vier, no futuro, a atravessar outra fase de escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá implementar medidas para lidar com os efeitos da escassez que podem afetar de maneira adversa a Companhia.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

Os equipamentos, instalações e operações da Companhia 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. Danos ambientais implicam em responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Tais agências podem impor sanções administrativas contra a Companhia em virtude de não-atendimento da legislação aplicável. Essas sanções poderão incluir, entre outras, a imposição de multas, a cassação de licenças e a suspensão temporária ou definitiva das atividades. Caso a legislação ambiental e de segurança do trabalho se torne mais rigorosa, a Companhia 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 Companhia de atender às exigências formuladas pelos órgãos ambientais para tal finalidade pode impedir o início ou a continuidade de serviços prestados pela Companhia. Tais fatos podem afetar de maneira adversa a Companhia.

Além disso, o descumprimento, pela Companhia, 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 Companhia e seus administradores, que podem incluir, no caso das sanções impostas contra a Companhia, 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 Companhia ou, ainda, inviabilizar a captação de recursos junto ao mercado financeiro. A personalidade jurídica da Companhia poderá também ser desconsiderada para garantir a reparação dos danos ambientais que porventura a Companhia venha a causar.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Companhia 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 Companhia e de suas controladas, coligadas e controladoras.

O Governo Federal criou um programa de universalização que requer o investimento das distribuidoras de energia elétrica no atendimento a determinados grupos de consumidores, de acordo com certas metas pré-definidas. O não atendimento dessas metas ou a criação de novos programas semelhantes pelo Governo podem resultar em efeitos adversos na Companhia.

Em 2002, o Governo Federal deu início à implementação de um programa de universalização com o objetivo de fornecer eletricidade a determinados grupos de consumidores. De acordo com esse programa, as distribuidoras de energia devem arcar com os custos de ligação para consumidores cuja potência declarada dos equipamentos elétricos não ultrapasse 50 kW. Caso as metas determinadas por esse programa não sejam atendidas, as tarifas da Companhia poderão sofrer reduções até seus respectivos cumprimentos. Por meio do Programa Luz para Todos, o Governo Federal estabeleceu outras fontes para o custeio da implementação desse programa, os custos incorridos pela Companhia e não ressarcidos por essas outras fontes deverão ser repassados, a princípio, aos consumidores na próxima revisão periódica de tarifa, que ocorre a cada quatro anos.

A regulamentação vigente, Resolução ANEEL 175/2005, estabelece que, caso o custo adicional advindo da implementação do Programa Luz para Todos, no período de 2005 a 2008, acarrete um impacto tarifário para os consumidores superior a 8%, a concessionária deverá solicitar, a qualquer tempo, a revisão das metas desse programa. Mesmo que se confirme que o impacto tarifário da implementação das metas do Programa Luz para Todos na CEMAR seja superior a 8%, não podemos assegurar que as autoridades reguladoras reverão as metas e o prazo de conclusão do programa.

No futuro, o Governo Federal pode impor ônus adicionais à Companhia, no âmbito de programas semelhantes, os quais, caso não sejam acompanhados, de forma concomitante, do restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, poderão aumentar significativamente os custos e afetar negativamente os resultados da Companhia.

RISCOS RELACIONADOS À COMPANHIA

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia ou intervir em concessões outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas em contratos de concessão, autorizações e leis e regulamentos setoriais.

As atividades de distribuição de energia elétrica da Companhia são conduzidas em conformidade com contratos de concessão. A ANEEL poderá impor penalidades à Companhia caso ela deixe de cumprir com qualquer disposição contida em tais contratos. Dependendo da extensão da gravidade da não conformidade, as penalidades aplicáveis incluem: (i) advertências; (ii) multas por infração, limitadas a 2% da receita da Companhia 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 Companhia; e (vii) caducidade da concessão. Qualquer das penalidades descritas acima poderia ter um efeito relevante e adverso na Companhia, bem como no preço das Units.

Ocorrendo a extinção antecipada 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 nos contratos de concessão (valor dos ativos que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados) seja suficiente para compensar os investimentos. Se o poder concedente extinguir os contratos de concessão em caso de inadimplemento, o valor pode ser reduzido a até zero, pela imposição de multas ou outras penalidades. A extinção antecipada dos contratos de concessão, assim como a imposição de penalidades à Companhia associadas a tal extinção, poderão gerar efeitos adversos na Companhia e afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras.

Decisões judiciais desfavoráveis podem afetar adversamente a Companhia.

A Companhia é ré em diversas ações, nas esferas cível, tributária e trabalhista. Não há garantia que a Companhia venha a obter resultados favoráveis ou que eventuais processos judiciais ou administrativos propostos contra a Companhia venham a ser julgados improcedentes, ou, ainda, que suas provisões sejam suficientes. Para informações mais detalhadas, veja a Seção “Processos Judiciais e Administrativos” deste Prospecto.

O grau de inadimplência dos clientes pode afetar adversamente a Companhia.

Em 31 de dezembro de 2005, a Companhia tinha a receber, no curto e no longo prazo, o montante de R\$202,1 milhões, dos quais 57,6% vindos, 36,6% vencidos em até 180 dias e 5,8% vencidos a mais de 180 dias. Um aumento significativo da inadimplência pode afetar adversamente a Companhia.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pelas distribuidoras em caso de inadimplemento dos clientes tem sido questionado no Judiciário. Não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Companhia com relação ao corte de fornecimento de energia ou sua regulamentação por meio de lei não ocasionarão efeitos adversos na Companhia.

Parte dos bens da Companhia estão vinculados à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

De acordo com a legislação em vigor e com o Contrato de Concessão, os bens da Companhia essenciais para a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica devem ser revertidos para o poder concedente ao final do prazo do Contrato de Concessão, não estando, dessa forma, disponíveis para liquidação em caso de falência ou sujeitos à penhora e à execução judicial. Assim, parte dos bens que compõem o ativo da Companhia não poderá ser objeto de liquidação, em caso de falência, ou de execução, na hipótese de qualquer inadimplemento pela Companhia.

O aumento no nível de perdas comerciais de energia pode afetar adversamente a Companhia.

As principais causas de perdas de energia são furto, conexões ilegais, cobrança de tarifa mínima para consumidores sem medidores e erros de faturamento. As perdas com a comercialização de energia afetam adversamente o faturamento da Companhia, uma vez que a mesma incorre em custos de compra e transmissão de energia sem a devida contrapartida nas receitas. Não é possível assegurar que essas perdas serão reduzidas. Assim, um possível aumento nas perdas poderá afetar adversamente a Companhia.

A Companhia e seu plano de investimento podem ser adversamente afetados pela incapacidade da Companhia de obter financiamentos e acessar mercados de capitais.

Para obter recursos para suas atividades, incluindo sua estratégia de realizar aquisições, a Companhia procura obter financiamento junto a instituições financeiras e de fomento, nacionais e estrangeiras e acessar o mercado de capitais. A capacidade em continuar obtendo tais financiamentos depende de vários fatores, entre eles o nível de endividamento da Companhia e as condições de mercado. A incapacidade de obter os recursos necessários em condições razoáveis pode causar efeitos adversos na Companhia e prejudicar a capacidade da Companhia de implementar o seu plano de investimento e sua estratégia de realizar aquisições.

A Companhia pode não conseguir implementar integralmente sua estratégia de negócios.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de vários fatores, dentre os quais oportunidades atrativas de aquisições e outros investimentos, sua capacidade de acessar o mercado de capitais e outras fontes de financiamento e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias. Quaisquer desses fatores podem prejudicar a capacidade da Companhia de executar a sua estratégia de negócios.

A Companhia pode não ser capaz de realizar aquisições com a regularidade, importância, ou mesmo a preços e em condições tão favoráveis quanto aos previstos em sua estratégia de negócios, o que poderia ter um efeito adverso relevante sobre seu crescimento e sobre o resultado de suas operações.

Dentro da estratégia da Companhia, são analisadas oportunidades para adquirir empresas do setor elétrico, caso estejam disponíveis a preços atraentes. Eventuais aquisições de outras empresas de energia elétrica estão sujeitas aos limites de concentração estabelecidos pela ANEEL e podem consumir uma parte do tempo e atenção da administração da Companhia – não sendo garantida a aprovação de tais aquisições pelos órgãos reguladores competentes – bem como podem aumentar sua alavancagem ou reduzir seu lucro. Muitas das empresas de distribuição localizadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste são estatais, cujo controle é alienado mediante processo de licitação.

A concorrência na aquisição de empresas em mercados nos quais temos interesse poderá também resultar em preços mais altos que os habituais para tais negócios, o que poderia afetar adversamente nosso ritmo de aquisições ou mesmo o grau de sucesso das aquisições que pretendemos realizar. Ademais, a amortização do ágio registrada pela Companhia com relação às incorporações e aquisições que realizamos provavelmente continuará a afetar adversamente nossa lucratividade e, conseqüentemente, nossa capacidade de pagar dividendos.

Nossa capacidade de consumir futuras aquisições utilizando as ações de nossa emissão como meio de pagamento poderá ser adversamente afetada por eventuais variações no preço de nossas Units e/ou ações. Além disso, qualquer nova emissão de ações relacionada a uma aquisição poderá diluir a participação dos investidores nas Units.

Atuamos em um setor que passa por consolidação constante no âmbito nacional e internacional e pode ser afetado por aquisições que fizermos ou pela aquisição da Companhia por outras entidades.

Como parte de nossa estratégia, é bastante possível que realizemos novas aquisições no futuro. Além disso, também é possível que sejamos alvo de uma aquisição. Quaisquer destas operações podem envolver uma série de riscos e dificuldades adicionais para nossos negócios, inclusive:

- insucesso em integrar operações, sistemas de gerenciamento de informações, pessoal, pesquisa e desenvolvimento, marketing, operações, logística, vendas e suporte;
- possível perda de funcionários importantes;
- custos e contingências não previstos inicialmente; e
- outras conseqüências de caráter contábil.

Mesmo se conseguirmos incorporar com sucesso as operações de futuras aquisições, podemos não ser capazes de atingir os benefícios que esperamos como resultado da incorporação de tais operações, incluindo a diminuição projetada dos custos em um determinado período ou em caráter definitivo. Na hipótese de não conseguirmos integrar com sucesso tais negócios ou operações associadas à nossa Companhia, as receitas e os resultados de operações da companhia consolidada podem ser afetados de maneira adversa. Qualquer processo de integração pode demandar tempo e recursos relevantes, e nossa Companhia (ou qualquer adquirente do controle de nossa Companhia) pode não conseguir conduzir este processo com êxito. Podemos não ser capazes de prever o impacto de uma aquisição, dentre as quais as conseqüências contábeis. Se não conseguirmos integrar outras empresas com as quais venhamos a nos associar no futuro, nossos negócios e o investimento nas Units podem ser adversamente afetados.

As distribuidoras de energia são objetivamente responsáveis por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia e as apólices de seguro da CEMAR podem não cobrir estes e outros danos integralmente.

Nos termos da legislação brasileira, as distribuidoras de energia são objetivamente responsáveis por danos diretos e indiretos decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica, podendo ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções abruptas ou distúrbios na distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS.

As apólices de seguro da CEMAR podem não ser suficientes para cobrir totalmente as responsabilidades incorridas no curso habitual dos negócios. Além disso a CEMAR pode não ser capaz de obter, no futuro, seguro nos mesmos termos

que os atuais. Os resultados das nossas operações podem ser prejudicados pela ocorrência de acidentes que resultem em danos que não sejam totalmente cobertos nos termos das apólices de seguro em vigor.

A captação de recursos adicionais poderá diluir a sua participação acionária na Equatorial.

É possível que tenhamos interesse em captar mais recursos no mercado de capitais, por meio de emissão de ações e/ou colocação pública ou privada de títulos conversíveis em ações. A captação de recursos adicionais por meio da emissão de ações poderá diluir a sua participação acionária na Equatorial.

A Acionista Controladora poderá tomar determinadas decisões em relação aos negócios da Equatorial que podem conflitar com o interesse dos potenciais investidores da Oferta.

Quando da consumação desta Oferta, a Acionista Controladora será titular de 66,9% do capital social votante da Equatorial, sem considerar o exercício da Opção de Units Suplementares. Nossa Acionista Controladora poderão tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos potenciais investidores da Oferta, inclusive reorganizações societárias e condições de pagamento de dividendos. A controladora manterá o controle efetivo Equatorial, elegendo a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração. A decisão de nossa Acionista Controladora quanto aos rumos da Companhia pode divergir da decisão esperada por nossos acionistas minoritários.

RISCOS RELATIVOS À OFERTA E ÀS UNITS

A relativa volatilidade e a falta de liquidez do mercado de capitais brasileiro pode limitar substancialmente a capacidade dos investidores de vender as Units ao preço ou na ocasião desejados.

Antes desta Oferta não havia um mercado ativo ou líquido para as Units. A Equatorial solicitou o registro das ações ordinárias e preferenciais de sua emissão, bem como das Units, na BOVESPA. A Equatorial não pode prever, no entanto, se um mercado de negociação líquido e ativo ou qualquer tipo de mercado será desenvolvido ou poderá sustentar-se para as Units e para as ações ordinárias e preferenciais que dão lastro às Units. O mercado de valores mobiliários brasileiro é substancialmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os principais mercados de valores mobiliários internacionais, como, por exemplo, o dos EUA.

O preço da oferta inicial das Units será fixado depois da conclusão do Procedimento de Bookbuilding e pode não ser um indicativo dos preços que prevalecerão no mercado depois desta Oferta.

Não há garantia de que os acionistas da Equatorial receberão dividendos.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações e do seu Estatuto Social, a Equatorial é obrigada a pagar aos seus acionistas 25% do seu lucro líquido anual. Portanto, a distribuição de dividendos pela Equatorial depende da apuração de lucro líquido nos termos da lei. A despeito da exigência do dividendo obrigatório, o Conselho de Administração da Equatorial poderá optar por não distribuir quaisquer dividendos, caso essa distribuição seja incompatível com sua situação financeira e sua estratégia de negócios. Desta forma, os investimentos nas Units não garante o recebimento de dividendos.

Ademais, uma vez que a Equatorial é uma sociedade de participação (*holding*), sua receita constitui-se, quase que exclusivamente, de distribuições de sua controlada CEMAR na forma de dividendos, empréstimos ou outros adiantamentos e pagamentos, que podem não ocorrer conforme esperado.

Essas restrições podem reduzir o valor dos dividendos que estaria, de outra forma, disponível para distribuição aos detentores de Units.

A venda substancial das Units após a Oferta pode causar a diminuição do valor de mercado das Units.

Em virtude de um acordo de restrição à venda de Units, ações de emissão da Equatorial e derivativos de tais valores mobiliários (*Lock-up*) e em consonância com as exigências constantes do Regulamento do Nível 2, a Equatorial, seus administradores e os Acionistas Vendedores concordaram que não irão ofertar, vender ou transferir os valores mobiliários de emissão da Equatorial e os certificados representativos de tais valores mobiliários (inclusive as Units) de que são titulares, pelo prazo de 180 dias a contar da data do Prospecto Definitivo. Após esse período inicial de 180 dias, de acordo com o Regulamento do Nível 2, a Equatorial e o acionista controlador não poderão, por um período adicional de 180 dias, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% dos valores mobiliários acima citados e derivativos destes de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Findos tais prazos, respectivamente, os valores mobiliários de emissão da Equatorial e os certificados representativos de tais valores mobiliários (inclusive as Units) detidos por tais acionistas, anteriormente sujeitos às restrições mencionadas acima, poderão ser livremente negociados. Caso a Equatorial decida emitir ações adicionais, ou caso os Acionistas Vendedores decidam vender ações de emissão da Equatorial ou Units representativas de tais ações, ou se o mercado tiver a percepção de que os Acionistas Vendedores ou a Equatorial pretendem vendê-las, o valor de mercado das Units pode cair significativamente.

O cancelamento das Units pode causar um efeito material adverso no mercado das Units, em seu valor e no mercado das ações ordinárias e preferenciais da Companhia e em seus valores.

Nos termos do Contrato de Prestação de Serviços de Emissão e Escrituração de Units e de Custódia de Ações, os detentores de Units podem cancelar as Units e receber ações ordinárias e preferenciais equivalentes à quantidade das referidas Units em contrapartida. Caso os detentores das Units cancelem um considerável número de Units poderá haver um efeito material adverso no mercado das Units, no preço das Units e inclusive no preço das ações ordinárias e preferenciais da Companhia.

Além disso, pelo fato de não haver um mercado estabelecido para a negociação de nossas ações ordinárias e preferenciais, os detentores das Units que realizarem seu cancelamento em troca de ações ordinárias e preferenciais podem encontrar dificuldades em obter liquidez na negociação das referidas ações ou poderão negociá-las a um preço abaixo do que acreditam ser seu real valor econômico.

INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

Composição Atual do Capital Social

Em 31 de dezembro de 2005, a composição do capital social da Equatorial era a seguinte:

Espécie e classe	Subscrito e Integralizado	
	Quantidade	Valor (R\$ mil) ⁽¹⁾
Ordinárias	283.430.937	160.271
Preferenciais	283.430.936	160.271
Total:⁽¹⁾	566.861.873	320.541

⁽¹⁾ As ações não têm valor nominal. Assim sendo, o valor atribuído às ações acima corresponde ao valor do capital social da Equatorial.

Na data deste Prospecto , a composição do capital social da Equatorial era a seguinte:

Espécie e classe	Subscrito e Integralizado	
	Quantidade ⁽²⁾	Valor (R\$mil) ⁽¹⁾
Ordinárias	89.835.220	299.469
Preferenciais	68.439.957	228.148
Total:⁽¹⁾	158.275.177	527.617

⁽¹⁾ As ações não têm valor nominal. Assim sendo, o valor atribuído às ações acima corresponde ao valor do capital social da Equatorial.

⁽²⁾ Considerando o grupamento aprovado pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 02 de fevereiro de 2006.

Após a conclusão da Oferta, a composição do capital social da Equatorial será a seguinte:

Espécie e classe	Subscrito/Integralizado	
	Quantidade	Valor (R\$mil)
Ordinárias	102.635.220	361.336
Preferenciais	94.039.957	351.881
Total	196.675.177	713.217

O quadro abaixo indica a quantidade de ações detidas diretamente pelos acionistas da Equatorial, na data deste Prospecto, e após a conclusão da Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Units Suplementares:

Acionistas	Na data deste Prospecto				Após a Oferta			
	Ações ON	(%)	Ações PN	(%)	Ações ON	(%)	Ações PN	(%)
Brasil Energia I	82.194.967	91,50%	59.520.493	86,97%	63.581.154	61,95	22.292.867	23,71
Tordezilhas S.A.	4.985.674	5,55%	3.610.314	5,28%	4.985.674	4,86	3.610.314	3,84
Administradores*	2.654.579	2,95%	5.309.150	7,76%	1.668.392	1,63	3.336.776	3,55
Mercado	-	0,00%	-	0,00%	32.400.000	31,57	64.800.000	68,91
Total	89.835.220	100,00%	68.439.957	100,00%	102.635.220	100,00	94.039.957	100,00

* Inclui os membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial.

O quadro abaixo indica a quantidade de ações detidas diretamente pelos acionistas da Equatorial, na data deste Prospecto, e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Units e o exercício integral da Opção de Units Suplementares:

Acionistas	Na data deste Prospecto				Após a Oferta			
	Ações ON	(%)	Ações PN	(%)	Ações ON	(%)	Ações PN	(%)
Brasil Energia I	82.194.967	91,50%	59.520.493	86,97%	58.721.154	57,21	12.572.867	13,37
Tordezilhas S.A.	4.985.674	5,55%	3.610.314	5,28%	4.985.674	4,86	3.610.314	3,84
Administradores*	2.654.579	2,95%	5.309.150	7,76%	1.668.392	1,63	3.336.776	3,55
Mercado	-	0,00	-	0,00	37.260.000	36,30	74.520.000	79,24
Total	89.835.220	100,00%	68.439.957	100,00%	102.635.220	100,00	94.039.957	100,00

* Inclui os membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial.

Descrição da Oferta

Os Coordenadores realizarão a Oferta no Brasil, por meio de distribuição pública primária e secundária, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com os procedimentos previstos na Instrução CVM 400 e, ainda, com esforços de colocação no exterior, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, Banco Central do Brasil e Comissão de Valores Mobiliários, realizados pelo Credit Suisse Securities (USA), LLC e pelo Pactual Capital Corporation ("Agentes de Colocação Internacionais"), observada a legislação norte-americana aplicável. Não será realizado registro da Oferta ou das Units na Securities and Exchange Commission ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil. Os residentes no exterior que decidirem adquirir Units no âmbito da Oferta deverão fazê-lo pelos mecanismos de investimento estabelecidos pela Instrução CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000 ("Instrução CVM 325") e pela Resolução do Conselho Monetário Nacional n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000, conforme alterada ("Resolução 2.689"), ou pela Lei n.º 4.131/62.

Serão distribuídas, 32.400.000 (trinta e dois milhões e quatrocentos mil) Units, sendo (a) 12.800.000 (doze milhões e oitocentos mil) Units objeto da Distribuição Primária, correspondentes a ações emitidas pela Equatorial dentro do limite de capital autorizado previsto em seu Estatuto Social, com a exclusão do direito de preferência dos acionistas da Equatorial, nos termos do artigo 172 da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações"), e do Estatuto Social da Equatorial, e (b) 19.600.000 (dezenove milhões e seiscentos mil) Units objeto da Distribuição Secundária.

A quantidade de Units inicialmente ofertada poderá ainda ser acrescida de um lote suplementar de até 4.860.000 (quatro milhões e oitocentos e sessenta mil) Units de titularidade da Brasil Energia I (as "Units Suplementares"), equivalentes a

até 15% das Units inicialmente ofertadas, conforme opção para a aquisição de tais Units Suplementares outorgada pela Brasil Energia I ao Pactual nas mesmas condições e preço das Units inicialmente ofertadas, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta (a "Opção de Units Suplementares"). A Opção de Units Suplementares poderá ser exercida pelo Pactual, por decisão conjunta dos Coordenadores, no prazo de até 30 (trinta) dias, a contar da data do início da negociação das Units.

Procedimento de Distribuição

Após a concessão dos competentes registros de distribuição pública primária e secundária pela CVM, publicação do Anúncio de Início e disponibilização deste Prospecto, os Coordenadores realizarão a distribuição pública da totalidade das Units objeto da Oferta em mercado de balcão não organizado, em regime de garantia firme de liquidação, de acordo com o procedimento descrito abaixo.

A data de início da Oferta será divulgada mediante a publicação do Anúncio de Início, em conformidade com o previsto no § Único do Artigo 52 da Instrução CVM 400.

Período de Colocação

Os Coordenadores terão o prazo de até 3 (três) dias úteis, contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início, para efetuar a colocação das Units (o "Período de Colocação"). A liquidação física e financeira da Oferta está prevista para ser realizada no último dia do Período de Colocação (a "Data de Liquidação").

Prazo de Distribuição

O prazo de distribuição das Units é de até 6 (seis) meses contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início ou até a data da publicação do Anúncio de Encerramento de Distribuição Pública Primária e Secundária de Units (o "Anúncio de Encerramento"), o que ocorrer primeiro ("Prazo de Distribuição"), conforme previsto no Artigo 18 da Instrução CVM 400. Não serão negociados recibos de subscrição de ações durante o Prazo de Distribuição.

Contrato de Distribuição

O Contrato de Distribuição foi celebrado entre a Equatorial, os Coordenadores e os Acionistas Vendedores, tendo como interveniente anuente a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC"). De acordo com os termos do Contrato de Coordenação e Distribuição Pública de Units com Garantia Firme de Liquidação a ser celebrado entre a Equatorial, os Acionistas Vendedores, os Coordenadores e a CBLC ("Contrato de Distribuição"), os Coordenadores distribuirão, inicialmente, em regime de garantia firme de liquidação, de maneira não solidária, as Units objeto da Oferta, conforme indicado na tabela abaixo:

Coordenador	Units
Credit Suisse	16.200.000
Pactual	16.200.000

Por meio do Contrato de Distribuição, cada uma das partes prestou certas declarações e garantias, bem como assumiu determinadas obrigações, inclusive no que diz respeito a indenização, perante as demais. O Contrato de Distribuição também prevê determinadas hipóteses de resilição, de acordo com a prática do mercado. Cópias do Contrato de Distribuição poderão ser consultadas ou obtidas nas dependências da Companhia e dos Coordenadores, a partir da data prevista no cronograma estimado da Oferta, descrito abaixo.

Garantia Firme

Caso as Units alocadas não tenham sido totalmente liquidadas e/ou revendidas no Período de Colocação, os Coordenadores da Oferta adquirirão, pelo Preço de Distribuição, conforme abaixo definido, ao final do Período de Colocação, nos termos do Contrato de Distribuição, a totalidade do saldo resultante da diferença entre a quantidade de Units objeto da garantia firme por eles prestada e a quantidade de Units efetivamente colocadas no mercado e liquidadas pelos investidores que as adquiriram. Tal garantia tornou-se vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de *Bookbuilding*, conforme abaixo definido, e assinado o Contrato de Distribuição, sendo que a responsabilidade de cada Coordenador está limitada às garantias firmes individualmente estabelecidas no Contrato de Distribuição, nas quantidades acima indicadas.

Em caso de exercício da garantia firme e posterior revenda das Units junto ao público pelos Coordenadores durante o Prazo de Distribuição, o preço de revenda será o preço de mercado das units da Equatorial, até o limite máximo do Preço de Distribuição, conforme abaixo definido, ressalvada a atividade de estabilização realizada nos termos do Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Units (“Contrato de Estabilização”).

Coordenadores, Coordenadores Contratados e Corretoras Consorciadas

Após o encerramento do Período de Reserva, a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, a concessão dos registros da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização deste Prospecto, conforme definido abaixo, os Coordenadores e as instituições financeiras que aderiram ao Contrato de Distribuição por meio da celebração de Termos de Adesão ao Contrato de Distribuição com os Coordenadores (os “Coordenadores Contratados”) realizarão a colocação das Units, em regime de garantia firme, não solidária, nos termos da Instrução CVM 400, por meio de duas ofertas distintas, quais sejam, a oferta não institucional (a “Oferta Não Institucional”) e a oferta institucional (a “Oferta Institucional”).

Adicionalmente, poderão participar da Oferta as sociedades corretoras membros da BOVESPA que aderiram ao Contrato de Distribuição por meio da celebração de Termos de Adesão ao Contrato de Distribuição com os Coordenadores (as “Corretoras Consorciadas”) e, em conjunto com os Coordenadores da Oferta e os Coordenadores Contratados, as “Instituições Participantes da Oferta”), exclusivamente para a colocação de Units junto a Investidores Não Institucionais.

Os Coordenadores, com a expressa anuência da Equatorial, elaboraram plano de distribuição das Units, nos termos do § 3º do Artigo 33 da Instrução CVM 400, o qual leva em conta suas relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica dos Coordenadores e da Equatorial, observado que os Coordenadores deverão assegurar a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes, bem como o tratamento justo e equitativo aos investidores.

Oferta Não Institucional

A Oferta Não Institucional será realizada junto a investidores pessoas físicas e jurídicas e clubes de investimento (registrados na BOVESPA, nos termos da regulamentação em vigor), residentes e domiciliados no Brasil, que não sejam considerados Investidores Institucionais, que venham a realizar Pedido de Reserva, conforme definido abaixo (os “Investidores Não Institucionais”).

Período de Reserva

De 28 de março de 2006 até 29 de março de 2006, inclusive (“Período de Reserva”), os Investidores Não Institucionais puderam realizar pedidos de reserva mediante o preenchimento de formulário específico (“Pedido de Reserva”), tendo como objetivo a aquisição de Units nas condições descritas abaixo. Os Pedidos de Reserva tiveram de ser realizados junto às dependências dos Coordenadores, Coordenadores Contratados ou Corretoras Consorciadas indicadas no Aviso ao Mercado. Os Investidores Não Institucionais que forem pessoas vinculadas à Oferta, nos termos do Artigo 55 da Instrução CVM 400 (“Pessoas Vinculadas”), tiveram de indicar, obrigatoriamente, no Pedido de Reserva, a sua condição de Pessoa Vinculada.

Pedido de Reserva

O montante mínimo de 10% das Units da Oferta, sem considerar as Units Suplementares e as Units Adicionais (“Units Objeto da Oferta Não Institucional”), será destinado prioritariamente à colocação pública junto a Investidores Não Institucionais.

Pedidos de Reserva tiveram de ser efetuados por Investidores Não Institucionais de maneira irrevogável e irretroatável, exceto pelo disposto no item (i) abaixo, observadas as condições do próprio instrumento de Pedido de Reserva, mediante seu preenchimento, de acordo com as seguintes condições:

- (a) Os Investidores Não Institucionais interessados tiveram de realizar reservas de Units mediante o preenchimento de Pedidos de Reserva, sem necessidade de depósito do valor do investimento pretendido, observado o valor mínimo de investimento de R\$1.000,00 (hum mil reais) e o valor máximo de investimento de

R\$300.000,00 (trezentos mil reais) por Investidor Não Institucional. Cada um dos Investidores Não Institucionais poderá efetuar Pedidos de Reserva junto a apenas um Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada;

(b) Recomendou-se aos Investidores Não Institucionais verificar com a Corretora Consorciada de sua preferência, antes de realizar seu Pedido de Reserva, se esta, a seu exclusivo critério, exigiria a manutenção de recursos em conta de investimento aberta e/ou mantida junto à mesma, para fins de garantia do Pedido de Reserva efetuado;

(c) Qualquer Pedido de Reserva efetuado por Investidor Não Institucional que seja Pessoa Vinculada será cancelado pelo Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada que recebeu o respectivo Pedido de Reserva, na eventualidade de haver excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Units ofertadas, excluídas as Units Suplementares, nos termos do Artigo 55 da Instrução CVM 400;

(d) Após a concessão dos registros para a Oferta pela CVM, a quantidade de Units adquiridas e o respectivo valor de investimento serão informados a cada um dos Investidores Não Institucionais até às 16:00 horas do dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início pelo Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada que recebeu o respectivo Pedido de Reserva, por meio de mensagem enviada ao endereço eletrônico fornecido no Pedido de Reserva ou, na sua ausência, por telefone ou correspondência;

(e) Na Data de Liquidação da Oferta, cada um dos Investidores Não Institucionais deverá efetuar o pagamento do valor indicado no item (d) acima junto ao Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada que recebeu os respectivos Pedidos de Reserva, em recursos imediatamente disponíveis, até às 10:30 horas, e cada um dos Coordenadores, Coordenadores Contratados ou Corretoras Consorciadas entregará a cada um dos Investidores Não Institucionais que com ele efetuou Pedido de Reserva e que efetuou o referido pagamento a quantidade de Units correspondente à relação entre o valor do investimento pretendido e o Preço de Distribuição – ressalvada a possibilidade de rateio, conforme o previsto no item (g) abaixo. Caso tal relação resulte em fração de Unit, o valor do investimento será limitado ao valor correspondente ao maior número inteiro de Units;

(f) Caso a quantidade de Units correspondente à totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais seja igual ou inferior ao montante de Units Objeto da Oferta Não Institucional, não haverá rateio, sendo os Investidores Não Institucionais integralmente atendidos em todas as suas reservas, e eventuais sobras de Units ofertadas a Investidores Não Institucionais serão destinadas a Investidores Institucionais, nos termos descritos abaixo;

(g) Caso a quantidade de Units correspondente à totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não Institucionais seja superior ao montante de Units Objeto da Oferta Não Institucional, será realizado o rateio das Units entre todos os Investidores Não Institucionais, sendo que (i) até o limite de R\$5.000,00 (cinco mil reais), inclusive, o critério de rateio será a divisão igualitária e sucessiva de tais Units entre todos os Investidores Não Institucionais, limitada ao valor individual de cada um dos Pedidos de Reserva e à quantidade total de tais Units; e (ii) uma vez atendido o critério descrito no item (i) acima, as Units destinadas à Oferta Não Institucional remanescentes serão rateadas proporcionalmente aos valores dos Pedidos de Reserva entre todos os Investidores Não Institucionais, desconsiderando-se, entretanto, em ambos os casos, as frações de Units;

(h) Exclusivamente na hipótese de ser verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e deste Prospecto que altere substancialmente o risco assumido pelo Investidor Não Institucional ou a sua decisão de investimento, poderá referido Investidor Não Institucional desistir do seu respectivo Pedido de Reserva após o início do Prazo de Colocação, sem nenhum ônus para o Investidor Não Institucional. Nesta hipótese, o Investidor Não Institucional deverá informar, por escrito, sua decisão de desistência do seu respectivo Pedido de Reserva ao Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada junto ao qual efetuou Pedidos de Reserva até às 15:00 horas do dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início. Caso o Investidor Não Institucional não informe, por escrito, sua decisão de desistência do Pedido de Reserva no prazo mencionado acima, deverá efetuar o pagamento em conformidade com os termos e no prazo previsto no respectivo Pedido de Reserva; e

(i) Na hipótese de não haver a conclusão da Oferta, ou na hipótese de rescisão do Contrato de Distribuição, os Pedidos de Reserva serão automaticamente cancelados e cada um dos Coordenadores, Coordenadores Contratados e Corretoras Consorciadas comunicará o cancelamento da Oferta, inclusive por meio de publicação de aviso ao mercado, aos Investidores Não Institucionais que efetuaram Pedido de Reserva junto a tal Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada.

Os Coordenadores, Coordenadores Contratados e Corretoras Consorciadas somente atenderam aos Pedidos de Reserva feitos por Investidores Não Institucionais titulares de conta corrente bancária ou de conta de investimento neles aberta ou mantida pelo respectivo Investidor Não Institucional.

Os Investidores Não Institucionais deverão realizar a subscrição e/ou aquisição de Units mediante pagamento à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com o procedimento descrito acima.

Os Investidores Não Institucionais deverão ler cuidadosamente as informações constantes deste Prospecto.

Oferta Institucional

A Oferta Institucional será realizada junto a investidores institucionais assim considerados, para os fins da presente Oferta, pessoas físicas, jurídicas, clubes de investimento e outras entidades com relação a ordens específicas referentes a valores que excederem o limite de aplicação de R\$300.000,00 (trezentos mil reais), fundos de investimento, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, seguradoras, entidades de previdência privada e de capitalização, investidores institucionais estrangeiros e outros investidores institucionais ("Investidores Institucionais").

As Units que não tenham sido objeto de Pedido de Reserva serão destinadas à colocação pública junto a Investidores Institucionais, não sendo admitidas para estes Investidores Institucionais reservas antecipadas e inexistindo valores mínimos ou máximos de investimento.

Caso a quantidade de Units objeto de ordens recebidas de Investidores Institucionais durante o procedimento de coleta de intenções de investimento junto a Investidores Institucionais, que será conduzido pelos Coordenadores ("Procedimento de Bookbuilding"), exceder o total de Units remanescentes após o atendimento dos Pedidos de Reserva, terão prioridade no atendimento de suas respectivas ordens os Investidores Institucionais que, a critério exclusivo dos Coordenadores e da Equatorial, melhor atendam o objetivo desta Oferta de criar uma base diversificada de acionistas formada por Investidores Institucionais com diferentes critérios de avaliação sobre as perspectivas, ao longo do tempo, da Equatorial, seu setor de atuação e a conjuntura macroeconômica brasileira e internacional.

Os Investidores Institucionais deverão realizar a aquisição de Units mediante o pagamento à vista, em moeda corrente nacional, no ato da aquisição.

Qualquer ordem recebida de Investidor Institucional que seja Pessoa Vinculada será cancelada pelo Coordenador que recebeu tal ordem, na eventualidade de haver excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Units ofertadas, excluídas as Units Suplementares, nos termos do Artigo 55 da Instrução CVM 400.

Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação

Havendo alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando do registro da Oferta, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Equatorial e inerentes à própria Oferta, a CVM poderá acolher pleito de modificação (a "Modificação") ou revogação (a "Revogação") da Oferta formulado pela Equatorial e pelo Coordenador Líder. Se for deferida a Modificação, a Oferta poderá ser prorrogada por até 90 (noventa) dias.

Em caso de aceitação pela CVM de pleito de Revogação da Oferta, o boletim de subscrição ou contrato de compra e venda ficará automaticamente cancelado e os valores eventualmente pagos ou depositados pelo Investidor Não Institucional ou Investidor Institucional serão devolvidos, na conta indicada no Pedido de Reserva, deduzida a quantia relativa à Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira (a "CPMF"), sem juros ou correção monetária, no prazo de 3 (três) dias úteis da data de sua divulgação ao mercado.

Na hipótese de aceitação pela CVM de pleito de Modificação da Oferta, tal modificação será imediatamente divulgada por meio de anúncio no jornal Valor Econômico, veículo a ser também utilizado para a divulgação do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400 (o "Anúncio de Retificação").

Caso o boletim de subscrição ou contrato de compra e venda tenha sido assinado anteriormente à eventual Modificação da Oferta, o Investidor Não Institucional ou Investidor Institucional deverá ser informado a respeito da modificação ocorrida e deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, a contar do recebimento da comunicação, revogar ou

confirmar, por escrito, a manutenção de seu interesse na subscrição ou aquisição das ações subjacentes às Units. Caso não haja manifestação do Investidor Não Institucional ou Investidor Institucional até o final do prazo de 5 (cinco) dias úteis, será presumida a sua intenção de aceitar a subscrição ou aquisição das ações subjacentes às Units. Na hipótese de o Investidor Não Institucional ou Investidor Institucional revogar, por escrito, sua aceitação da Oferta, os valores eventualmente pagos ou depositados pelo Investidor Não Institucional ou Investidor Institucional serão devolvidos, na conta indicada no Pedido de Reserva, deduzida a quantia relativa à CPMF, sem juros ou correção monetária, no prazo de 3 (três) dias úteis da data da referida revogação.

Preço de Distribuição

O Preço de Distribuição (“Preço de Distribuição”) é de R\$14,50 (quatorze reais e cinquenta centavos). O Preço de Distribuição foi fixado após (a) a efetivação dos Pedidos de Reserva no Período de Reserva; e (b) a finalização do Procedimento de *Bookbuilding*, em consonância com o disposto no artigo 170, § 1º, III da Lei das Sociedades por Ações e com o disposto no Artigo 44 da Instrução CVM 400. Nos termos do artigo 170, § 1º, III da Lei das Sociedades por Ações, a escolha do critério de determinação do Preço de Distribuição é justificada, tendo em vista que tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Equatorial e que as Units serão distribuídas por meio de distribuição pública primária e secundária, em que o valor de mercado das Units a serem vendidas será aferido com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o qual reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentarão suas ordens de compra no contexto da Oferta. O Preço de Distribuição será aprovado pelo Conselho de Administração da Equatorial antes da concessão dos registros da Oferta pela CVM. Os Investidores Não Institucionais que efetuaram Pedidos de Reserva não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, não participaram do processo de determinação do Preço de Distribuição.

Custos de Distribuição

Os custos de distribuição da Oferta serão suportados conforme o Contrato de Distribuição. Abaixo encontra-se uma descrição dos custos relativos à Oferta, sem levar em consideração o exercício da Opção de Units Suplementares:

Comissões e Taxa	Valor (R\$)	% em Relação ao Valor Total da Distribuição Pública
Remuneração:		
Comissão de Coordenação	2.818.800,00	0,60
Comissão de Colocação	8.456.400,00	1,80
Comissão de Garantia	2.818.800,00	0,60
Incentivo	4.698.000,00	1,00
Remuneração Total	18.792.000,00	4
Despesas:		
Taxa de Registro da CVM	165.740,00	0,04
Consultores Legais para a Oferta ⁽¹⁾	1.607.500,00	0,34
Auditores	392.500,00	0,08
Publicidade da Oferta ⁽²⁾	674.260,00	0,14
CBLC ⁽³⁾	160.000,00	0,03
Despesas Totais	3.000.000,00	0,64
Total ⁽⁴⁾	21.792.000,00	4,64
Custo Unitário de Distribuição	0,67	

(1) Custos estimados com advogados e outros consultores para a Oferta.

(2) Custos estimados com impressões de prospectos, publicações legais e apresentação para investidores (roadshow)

(3) Custo estimado de remuneração da CBLC.

(4) Sem levar em consideração o exercício da Opção de Ações Suplementares.

Estabilização

O Pactual, por intermédio da Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., poderá, a seu exclusivo critério, conduzir atividades de estabilização do preço das Units da Equatorial no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data do início da negociação das Units. As atividades de estabilização serão regidas pelo Contrato de Estabilização, previamente submetido à CVM e à BOVESPA para análise e aprovação, e consistirão em operações de compra e venda em bolsa de

units da Equatorial, podendo ter o efeito de impedir ou retardar uma queda no preço das Units da Equatorial. Cópias do Contrato de Estabilização poderão ser consultadas ou obtidas nas dependências do Pactual, a partir da data deste Prospecto.

Direitos, Vantagens e Restrições das Units

As Units conferirão aos seus titulares os mesmos direitos e vantagens das ações ordinárias e preferenciais de emissão da Equatorial a elas subjacentes, conferindo ao seu titular o direito de participar das Assembléias Gerais da Equatorial e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações representadas pelas Units.

Adicionalmente, os titulares das Units objeto da Oferta farão jus a todos os benefícios assegurados às ações ordinárias e preferenciais de emissão da Equatorial a estas subjacentes, inclusive ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados a partir da data de sua aquisição, nos termos do previsto na Lei das Sociedades por Ações, no Regulamento de Listagem no Nível 2 da BOVESPA e no Estatuto Social da Equatorial.

As Units serão listadas na BOVESPA sob o símbolo “EQTL11”, e as ações ordinárias e as ações preferenciais subjacentes às Units serão listadas na BOVESPA sob os símbolos “EQTL3” e “EQTL4”, respectivamente, no dia útil imediatamente posterior à data de publicação do Anúncio de Início.

Vedação à Negociação das Ações (Lock Up)

A Equatorial, cada um dos seus administradores e cada um dos Acionistas Vendedores celebraram acordos de restrição à venda de ações de emissão da Equatorial, por meio dos quais eles se comprometeram, sujeito a algumas exceções, a não emitir, oferecer, vender, comprar, contratar a venda ou compra ou de outra forma alienar ou adquirir, dentro de 180 (cento e oitenta) dias contados da data deste Prospecto, qualquer ação de emissão da Equatorial ou Unit, qualquer valor mobiliário conversível em, ou que represente um direito de receber ações de emissão da Equatorial, exceto as Units Suplementares. Além disso, de acordo com o regulamento de práticas diferenciadas de governança corporativa do Nível 2 da Bovespa, nos 6 (seis) meses subsequentes à consumação da Oferta, o acionista controlador e os administradores da Equatorial não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações, units ou derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta e, após esse período inicial de 6 (seis) meses, o acionista controlador e os administradores da Equatorial não poderão, por mais 6 (seis) meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% (quarenta por cento) das ações, units e derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Aprovações Societárias

A autorização para a abertura do capital da Equatorial foi deliberada na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 7 de fevereiro de 2006. O aumento de capital, a realização da Distribuição Primária com exclusão do direito de preferência dos acionistas na subscrição das ações que compõem as Units objeto da Distribuição Primária e a determinação da quantidade de ações a serem emitidas por ocasião da Oferta foram aprovadas pela Assembléia Geral Extraordinária e pelo Conselho de Administração da Equatorial anteriormente a esta data. O Preço de Distribuição foi aprovado pelo Conselho de Administração da Equatorial nesta data.

A autorização para a alienação das Units de titularidade do Brasil Energia I na Distribuição Secundária, bem como os termos e condições da Oferta, foram aprovados pelo órgão societário competente da Brasil Energia I.

Cronograma Estimado da Oferta

Encontra-se abaixo um cronograma estimado das etapas da Oferta, informando seus principais eventos a partir da publicação do Aviso ao Mercado:

Ordem dos Eventos		Data ⁽¹⁾
1	Publicação do Aviso ao Mercado (sem logotipos das Corretoras Consorciadas)	15 de março de 2006
2	Disponibilização do Prospecto Preliminar de 15/3/2006	15 de março de 2006
3	Início do <i>Roadshow</i>	15 de março de 2006
4	Início de Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	15 de março de 2006
5	Publicação do Aviso Complementar	21 de março de 2006
6	Disponibilização do Prospecto Preliminar de 21/3/2006 e do Resumo das Alterações Efetuadas (conforme definido no Aviso Complementar), em substituição ao Prospecto Preliminar de 15/3/2006	21 de março de 2006
7	Publicação do Aviso ao Mercado (com logotipos das Corretoras Consorciadas)	24 de março de 2006
8	Início do Período de Reserva	28 de março de 2006
9	Encerramento do Período de Reserva ⁽²⁾	29 de março de 2006
10	Encerramento do <i>Roadshow</i>	30 de março de 2006
11	Encerramento do Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	30 de março de 2006
12	Fixação do Preço de Distribuição	30 de março de 2006
13	Assinatura do Contrato de Distribuição	30 de março de 2006
14	Registros da Oferta	31 de março de 2006
15	Publicação do Anúncio de Início	31 de março de 2006
16	Disponibilização do Prospecto Definitivo	31 de março de 2006
17	Início do Prazo para o Exercício da Opção de Units Suplementares	3 de abril de 2006
18	Início da Negociação das Units Objeto da Oferta	3 de abril de 2006
19	Data de Liquidação da Oferta	5 de abril de 2006
20	Fim do Prazo para o Exercício da Opção de Units Suplementares	2 de maio de 2006
21	Publicação do Anúncio de Encerramento	9 de maio de 2006

(1) Todas as datas previstas acima são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações e adiamentos.

(2) Na eventualidade de haver excesso de demanda superior a um terço à quantidade de Units ofertadas, os Pedidos de Reserva realizados por Pessoas Vinculadas serão cancelados, nos termos do Artigo 55 da Instrução CVM 400.

O Aviso ao Mercado foi republicado em 24 de março de 2006, com o objetivo de apresentar uma relação completa das Corretoras Consorciadas participantes da Oferta. Informações adicionais sobre as Corretoras Consorciadas e demais agentes de custódia habilitados junto à CBLC para participar da Oferta poderão ser obtidas na página da rede mundial de computadores da CBLC (www.cblic.com.br).

As apresentações aos investidores (“*roadshow*”) ocorreram no Brasil e no exterior.

O investimento em ações ou units representativas de ações representa um investimento de risco. O investimento em ações ou units representativas de ações é um investimento em renda variável, não sendo, portanto, adequado a investidores avessos aos riscos relacionados à volatilidade do mercado de capitais. Veja a Seção “Fatores de Risco” para uma abordagem mais ampla da questão.

Relacionamento entre a Companhia, os Acionistas Vendedores, os Coordenadores da Oferta e os Coordenadores Contratados

Com a aprovação pela ANEEL, em 6 de março de 2006, da reestruturação societária da Companhia (Ver Seção “Reestruturação Societária – Entrada do Fundo Administrado pelo Pactual”) e a alienação indireta das ações representativas de 46,25% do capital total da Equatorial Holdings LLC, incluindo 50% do poder de voto nas deliberações da companhia, para o Fundo Pactual, transação essa que foi efetivada em 07 de março de 2006, o Fundo Pactual passou a integrar indiretamente o grupo de controle da Companhia.

O Pactual e partes a ele relacionadas realizam diversas operações financeiras com a Companhia, como aplicação, pela Companhia, em fundos de investimento administrados pelo Pactual, a atuação do Banco Pactual como instituição financeira adquirente de recebíveis de fornecedores da CEMAR, a contratação, pela Companhia, do Banco Pactual como um dos Coordenadores da Oferta, a contratação do Banco Pactual como agente estabilizador para a condução das

atividades de estabilização relacionadas à Oferta e a contratação do *Pactual Capital Corporation* como Agente de Colocação Internacional para Investidores Institucionais Estrangeiros no âmbito da Oferta.

O Credit Suisse foi contratado pela Companhia para atuar como Coordenador Líder para esta Oferta e a Credit Suisse Securities (USA), LLC foi contratada pela Companhia para atuar como Agente de Colocação Internacional para Investidores Institucionais Estrangeiros no âmbito da Oferta. Além disso, o Credit Suisse mantém relacionamento comercial com a Companhia, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro.

O Pactual mantém relacionamento comercial com a GP Investimentos, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro.

O Credit Suisse mantém relacionamento comercial com a GP Investimentos e o Pactual, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro.

O J.P. Morgan mantém relacionamento comercial com a Companhia, a GP Investimentos e o Pactual, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro.

O Unibanco mantém relacionamento comercial com a Companhia, a GP Investimentos e o Pactual, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro.

Informações Adicionais

Este Prospecto não constitui uma oferta de venda de Units nos Estados Unidos da América. Não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Units na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil. Exceto se registradas na SEC, as Units somente poderão ser objeto de ofertas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas *U.S. Persons* conforme definido na *Regulation S* do *Securities Act*, de acordo com uma isenção de registro do *Securities Act*.

A instituição financeira contratada para a prestação de serviços de emissão e escrituração de units e custódia de ações é o Banco Itaú S.A., situado na Rua Boa Vista, 176, 1º subsolo, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Nos termos da Instrução CVM 400, a Equatorial, os Acionistas Vendedores e o Coordenador Líder, na qualidade de coordenador líder da distribuição pública primária e secundária, apresentaram o pedido de registro da Oferta à CVM, em 9 de fevereiro de 2006, tendo os registros sido concedidos em 31 de março de 2006 sob os nºs CVM/SRE/REM/2006/009 e CVM/SRE/SEC/2006/010, respectivamente

O registro de companhia aberta da Equatorial foi solicitado à CVM em 9 de fevereiro de 2006, tendo sido concedido em 31 de março de 2006.

Os Coordenadores recomendam aos investidores que consultem este Prospecto, que estará à disposição dos interessados a partir de 31 de março de 2006, nos endereços das instituições intermediárias mencionadas abaixo.

Para a obtenção de maiores informações sobre a Oferta, os investidores interessados deverão contatar quaisquer das instituições intermediárias, nos endereços indicados abaixo:

Coordenadores

BANCO DE INVESTIMENTOS CREDIT SUISSE (BRASIL) S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3064, 12º, 13º e 14º andares
São Paulo – SP
br.credit-suisse.com/ofertas

BANCO PACTUAL S.A.
Praia de Botafogo, nº 501, 5º e 6º andares
Rio de Janeiro – RJ
www.pactual.com.br

Coordenadores Contratados

BANCO J.P. MORGAN S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 14º andar
São Paulo - SP
www.jpmorgan.com/brasil/prospecto/equatorial

UNIBANCO - UNIÃO DOS BANCOS BRASILEIROS S.A.
Av. Eusébio Matoso, nº 891, 19º andar
São Paulo – SP
www.unibanco.com.br/prospectos

Corretoras Consorciadas

As dependências das Corretoras Consorciadas credenciadas junto à CBLIC para participar da Oferta.

Maiores informações sobre a Oferta poderão também ser obtidas com o Diretor de Relações com Investidores da Equatorial:

Nome	Carlos Augusto Leone Piani
Endereço Comercial	Av. Cel. Colares Moreira, 477 CEP 65075-441 São Luís - MA
Telefone	(98) 3217.2310
Fax	(98) 3235 7161
Endereço de Correio Eletrônico	carlos.piani@equatorialenergia.com.br
Website da Equatorial na Internet	www.equatorialenergia.com.br

DECLARAÇÃO DA EQUATORIAL, DOS ACIONISTAS VENDEDORES E DO COORDENADOR LÍDER

Com relação às informações prestadas neste Prospecto, a Equatorial e os Acionistas Vendedores declaram, até onde têm conhecimento, que este Prospecto contém todas as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores da Oferta, dos valores mobiliários ofertados, da Companhia, de suas atividades e dos riscos a elas inerentes, de sua situação econômico-financeira e quaisquer outras informações relevantes, bem como que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes. Ainda, considerando que:

- O Coordenador Líder contratou consultores legais para lhe auxiliar na implementação da Oferta;
- Para tanto, foi efetuada diligência legal na Companhia;
- A Companhia disponibilizou os documentos que considerou materialmente relevantes para a Oferta;
- Além dos documentos acima mencionados, foram solicitados pelo Coordenador Líder, através de seus consultores legais, documentos e informações adicionais; e
- Foram disponibilizados, para análise do Coordenador Líder e de seus consultores legais, os documentos que a Companhia considerou relevantes, bem como foram prestadas as informações que a Companhia considerou relevantes sobre seus negócios, para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada na aquisição das Units;

O Coordenador Líder declara que, até onde tem conhecimento:

- Este Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, dos valores mobiliários a serem ofertados, da Companhia, suas atividades, sua situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes; e
- Este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400.

Na prestação das declarações acima, a Equatorial, os Acionistas Vendedores e o Coordenador Líder foram representados pelas seguintes pessoas:

- (a) Equatorial: Srs. Octavio Côrtes Pereira Lopes e Carlos Augusto Leone Piani;
- (b) Acionistas Vendedores: Srs. Octavio Côrtes Pereira Lopes e Carlos Augusto Leone Piani; e
- (c) Coordenador Líder: Srs. José Olympio da Veiga Pereira e Denis Jungerman.

Versões assinadas das declarações acima se encontram anexadas a este Prospecto.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Receberemos recursos líquidos no montante de aproximadamente R\$177,0 milhões, após a dedução de comissões e despesas estimadas. Pretendemos utilizar os recursos provenientes da Distribuição Primária para investimentos em futuras aquisições de distribuidoras de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste e/ou oportunidades de investimento em geração, e enquanto não forem realizadas essas aquisições, os recursos serão aplicados nos mercados financeiro e de capitais e utilizados para financiar o capital de giro e necessidades corporativas gerais da Companhia. Não receberemos quaisquer recursos provenientes da Distribuição Secundária.

Para maiores informações sobre o impacto dos recursos líquidos auferidos em decorrência da Distribuição Primária em nossa situação patrimonial, veja as Seções “Capitalização” e “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”.

PARTE II - INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Capitalização
- Diluição
- Títulos e Valores Mobiliários Emitidos
- Informações Financeiras Seleccionadas
- Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais
- Reestruturação Societária
- Atividades da Companhia
- Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro
- Administração
- Principais Acionistas e Acionistas Vendedores
- Transações com Partes Relacionadas
- Descrição do Capital Social

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir apresenta a capitalização da Equatorial em 31 de dezembro de 2005, ajustada para refletir o recebimento de recursos relativos à Distribuição Primária, com base no Preço de Distribuição, de R\$14,50, o exercício parcial do Primeiro e do Segundo Programa do Plano de Opção de Compra de Ações da Equatorial, a capitalização de créditos pela Tordezilhas S.A., o pagamento de R\$84.832.858,27 (oitenta e quatro milhões, oitocentos e trinta e dois mil, oitocentos e cinquenta e oito reais e vinte e sete centavos) em dividendos aprovados pela CEMAR em 10 de março de 2006 e R\$ R\$54.351.071,76 (cinquenta e quatro milhões, trezentos e cinquenta e um mil, setenta e um reais e setenta e seis centavos) em dividendos aprovados pela Equatorial em 10 de março de 2006, ambos relacionados a 2005, e comissões e despesas estimadas em R\$8.225.185,00 (oito milhões duzentos e vinte e cinco mil cento e oitenta e cinco reais). Vide Seção “Administração – Acordos ou Outras Obrigações Relevantes entre a Companhia e seus Conselheiros e Diretores”.

Estas informações contidas na tabela abaixo, na coluna “Efetivo”, foram extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da Equatorial para o período encerrado em 31 de dezembro de 2005, produzidas de acordo com o GAAP Brasileiro.

O investidor deve ler esta tabela em conjunto com as Seções "Informações Financeiras Seleccionadas", "Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais" e as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e respectivas notas explicativas constantes deste Prospecto.

	Em 31 de dezembro de 2005	
	Efetivo	Ajustado
	<i>(em milhões de reais)</i>	
Caixa, bancos e aplicações financeiras de curto prazo:	154,3	276,9
Endividamento no curto prazo	31,8	31,8
Endividamento total no curto prazo	25,5	25,5
Debentures no curto prazo	6,3	6,3
Endividamento no longo prazo	472,5	472,5
Endividamento total de longo prazo	455,1	455,1
Debentures no longo prazo	17,4	17,4
Endividamento total	504,3	504,3
Total do patrimônio líquido	525,0	704,6
Total de capitalização⁽¹⁾	997,5	1.177,1

⁽¹⁾ Endividamento total (excluída a parcela de curto prazo e dívida de longo prazo com vencimento de curto prazo) mais patrimônio líquido.

A tabela acima não compreende o exercício das opções de compra não exercidas e já alocadas relativas ao Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial até a data deste Prospecto. Na data deste prospecto, existiam opções de compra não exercidas para aquisição de 1.320.407 ações ordinárias e 2.640.823 ações preferenciais relativas ao Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e 1.019.717 ações ordinárias e 2.039.435 ações preferenciais não exercidas e já alocadas relativas ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial.

A emissão da totalidade das opções remanescentes relativas ao Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial implicaria em diluição adicional para os novos investidores equivalente a 2,0%. A emissão da totalidade das

opções remanescentes e já alocadas relativas ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial implicaria em diluição adicional para os novos investidores de até 1,5%, e aumentaria a participação da Equatorial na sua controlada Cemar em até 1,2%.

DILUIÇÃO

Em 31 de dezembro de 2005, o valor do patrimônio líquido da Equatorial, calculado a partir de demonstrações financeiras preparadas segundo o GAAP Brasileiro, era de R\$525,0 milhões. O valor do patrimônio líquido da Equatorial em 31 de dezembro de 2005, ajustado para refletir o recebimento de recursos relativos à Distribuição Primária, com base no Preço de Distribuição, de R\$14,50, o exercício parcial do Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e do Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e a capitalização de créditos pela Tordezilhas S.A., seria de R\$704,6 milhões. Vide Seção “Administração – Acordos ou Outras Obrigações Relevantes entre a Companhia e seus Conselheiros e Diretores”.

O valor patrimonial contábil por ação representa o valor contábil do patrimônio líquido dividido pelo número total das ações de emissão da Equatorial, que seria correspondente, em 31 de dezembro de 2005, a R\$3,54, após os ajustes mencionados no parágrafo acima.

Comparativamente, o preço pago em aquisições de ações de emissão da Equatorial, nos últimos cinco anos, pelos acionistas controladores ou administradores antes da Oferta foi: (i) em 30 de abril de 2004, como parte da implementação do processo de reestruturação financeira da CEMAR, a SVM Participações adquiriu da Brasil Energia I 25,05% do capital total e 50,10% do capital votante da Equatorial, representado à época por 141.998.899 ações ordinárias, pelo valor total de R\$1,00; (ii) em 7 de março de 2006, como parte da reorganização societária aprovada pela ANEEL em 6 de março de 2006, 35.499.725 ações ordinárias foram transferidas da SVM Participações para a Brazil Development Equity Investments LLC, que posteriormente contribuiu, por meio de aumento de capital, essas ações na Brasil Energia I, avaliando essas ações por de R\$43.358.848,89 (quarenta e três milhões, trezentos e cinquenta e oito mil, oitocentos e quarenta e oito reais e oitenta e nove centavos); (iii) em 7 de março de 2006, GP Investimentos alienou indiretamente 46,25% do capital total da Equatorial, incluindo 50% do poder de voto nas deliberações da companhia, pelo valor em dólares equivalente a R\$87,5 milhões, para o Fundo Pactual, avaliando cada ação de emissão da Equatorial em R\$1,33 por ação, preço esse estabelecido quando do início das negociações mantidas entre o Pactual e a GP Investimentos no segundo trimestre de 2005, antes da conclusão da reestruturação financeira da CEMAR e antes do reajuste tarifário de agosto de 2005; (iv) em 08 de março de 2006, Tordezilhas S.A., subsidiária integral do Brasil Energia I, subscreveu 4.985.674 ações ordinárias e 3.610.314 ações preferenciais ao preço de R\$3,49 por ação, mediante a capitalização de créditos no valor de R\$30 milhões, detidos pela Tordezilhas S.A.; (v) em 9 de março de 2006, dentro do Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, três dos nossos administradores subscreveram 1.613.835 ações ordinárias e 3.227.658 ações preferenciais pelo preço de R\$1,00 por lote de 100.000 ações; e, (vi) em 9 de março de 2006, dentro do Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, seis dos nossos administradores subscreveram 1.040.744 ações ordinárias e 2.081.484 ações preferenciais, ao preço de R\$826,28 por 1.000 ações, mediante a contribuição de 204.329.735.847 ações ordinárias de emissão da CEMAR. Para maiores informações, vide Seções “Reestruturação Societária” e “Administração”.

Considerando a distribuição primária de 12.800.000 Units, ofertadas pelo Preço de Distribuição de R\$14,50 após a dedução das comissões de colocação e despesas da Oferta e após os ajustes mencionados no primeiro parágrafo, o valor patrimonial líquido estimado em 31 de dezembro de 2005 seria de, aproximadamente, R\$704,6 milhões, representando R\$3,58 por ação. Considerando o Preço de Distribuição de R\$14,50 e o fato de cada Unit ser representativa de 3 ações (sendo 1 ordinária e 2 preferenciais), a realização da Oferta representaria, em 31 de dezembro de 2005, um aumento imediato do valor patrimonial contábil correspondente a R\$0,25 por ação para os atuais acionistas, representando 7,5% do valor de patrimônio líquido por ação em 31 de dezembro de 2005 e uma diluição imediata no valor patrimonial líquido de R\$1,25 por ação para os novos investidores. Esta diluição representa a diferença entre o preço por ação (preço da Unit dividido por 3, que é igual R\$4,83) pago pelos investidores e o valor patrimonial contábil por ação imediatamente após a Oferta.

A tabela a seguir ilustra a diluição por ação:

	Números de 31 de dezembro de 2005 ajustados⁽²⁾
Preço de Distribuição	R\$14,50
Valor patrimonial contábil por ação	R\$3,33
Aumento, por ação, atribuído aos novos investidores	R\$0,25
Valor patrimonial contábil por ação após a Oferta	R\$3,58
Diluição do valor patrimonial contábil por ação dos novos investidores	R\$1,25
Diluição percentual dos novos investidores ⁽¹⁾	25,9%

⁽¹⁾ O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido através da divisão da diluição no valor patrimonial por ação dos novos investidores pelo Preço de Distribuição.

⁽²⁾ Números de 31 de dezembro de 2005, ajustados para refletir o exercício parcial do Primeiro e do Segundo Programa do Plano da Opção de Compra de Ações Equatorial e a capitalização de créditos pela Tordezilhas S.A.

A tabela acima não compreende o exercício das opções de compra não exercidas e já alocadas relativas ao Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial até a data deste Prospecto. Na data deste prospecto, existiam opções de compra não exercidas para aquisição de 1.320.407 ações ordinárias e 2.640.823 ações preferenciais relativas ao Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e 1.019.717 ações ordinárias e 2.039.435 ações preferenciais não exercidas e já alocadas relativas ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial.

A emissão da totalidade das opções remanescentes relativas ao Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial implicaria em diluição adicional para os novos investidores equivalente a 2,0%. A emissão da totalidade das opções remanescentes e já alocadas relativas ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial implicaria em diluição adicional para os novos investidores de até 1,5%, e aumentaria a participação da Equatorial na sua controlada Cemar em até 1,2%.

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

O único valor mobiliário de emissão da Equatorial são as ações ordinárias e preferenciais das quais as Units são representativas.

Antes da Oferta, as Units e as ações de emissão da Equatorial não eram negociadas em bolsa de valores ou mercado de balcão organizado. Em 14 de março de 2006, a Equatorial assinou o Contrato de Adesão ao Nível 2 com a BOVESPA, para que as ações de sua emissão e Units representativas de tais ações sejam admitidas à negociação no Nível 2, sob o código EQTL, cuja eficácia se encontra suspensa até a data de publicação do Anúncio de Início. Para maiores informações a respeito do Nível 2, veja a Seção “Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa”. A Equatorial não pode garantir que, após a Oferta, será desenvolvido um mercado ativo para as Units ou que as mesmas serão negociadas por um valor maior que o Preço de Distribuição. Para maiores informações, veja a Seção “Riscos Relacionados à Oferta”.

Em 31 de dezembro de 2005, a CEMAR tinha 15.744.080.410.656 ações ordinárias, 123.923.178.175 ações preferenciais da Classe A e 162.572.922.331 ações preferenciais da Classe B – todas nominativas e sem valor nominal – representativas de seu capital social. Em 9 de março de 2006, a CEMAR emitiu 204.329.735.847 ações ordinárias, dentro do Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR.

A CEMAR emitiu debêntures no âmbito da reestruturação de suas dívidas. Detentores de aproximadamente 98% das debêntures da primeira emissão aprovaram os termos do “Acordo de Subscrição de Debêntures e Outros Pactos”, apresentados pela SVM Participações, e concordaram em integralizar debêntures da segunda emissão da CEMAR com suas debêntures da primeira emissão. Os detentores das debêntures da primeira emissão da CEMAR remanescentes (aproximadamente 2%), mediante a celebração de um Acordo de Repactuação de Dívida e Outros Pactos, concordaram em reestruturar seus créditos em condições similares às disponibilizadas pela CEMAR e SVM Participações à Eletrobrás e à Eletronorte para reestruturação de seus créditos. Para informações mais detalhadas veja a Seção “Discussão e Análise sobre as demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais – Financiamentos Relevantes”.

Histórico das negociações das ações ordinárias de emissão da CEMAR

A tabela abaixo apresenta o histórico de negociação das ações ordinárias de emissão da CEMAR, indicando as cotações mínimas, médias e máximas nos períodos indicados

Períodos	Código de Negociação	Espécie	Mínima	Média	Máxima
Dezembro de 2001	ENMA3	Ordinárias	R\$71,00	R\$71,00	R\$71,00
Dezembro de 2002	ENMA3	Ordinárias	R\$39,00	R\$39,00	R\$39,00
Dezembro de 2003	ENMA3	Ordinárias	R\$25,00	R\$25,00	R\$25,00
Dezembro de 2004	ENMA3	Ordinárias	R\$20,00	R\$20,00	R\$20,00
Dezembro de 2005	ENMA3	Ordinárias	R\$0,10	R\$0,10	R\$0,11
1º Trimestre de 2004	ENMA3	Ordinárias	R\$25,00	R\$25,00	R\$25,00
2º Trimestre de 2004	ENMA3	Ordinárias	R\$20,00	R\$20,00	R\$20,00
3º Trimestre de 2004	ENMA3	Ordinárias	R\$20,00	R\$20,00	R\$20,00
1º Trimestre de 2005	ENMA3	Ordinárias	R\$1,65	R\$1,65	R\$1,65
2º Trimestre de 2005	ENMA3	Ordinárias	R\$10,00	R\$10,00	R\$10,00
	ENMA5	Pref. Série A	R\$0,23	R\$0,23	R\$0,23
	ENMA6	Pref. Série B	R\$0,23	R\$0,23	R\$0,23
Setembro de 2005	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,24	R\$0,24	R\$0,24
Outubro de 2005	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,16	R\$0,16	R\$0,16
Novembro de 2005	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,07	R\$0,08	R\$0,09
	ENMA6B	Pref. Série B	R\$0,13	R\$0,13	R\$0,13
Dezembro de 2005	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,10	R\$0,10	R\$0,11
Janeiro de 2006	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,24	R\$0,26	R\$0,28
Fevereiro de 2006	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,21	R\$0,19	R\$0,18
29 de março de 2006	ENMA3B	Ordinárias	R\$0,14	R\$0,14	R\$0,15

Fonte: BOVESPA

Nota: Cotações por lote de cem mil ações ordinárias série B até agosto de 2005, cujo Código de Negociação é ENMA3. A partir de agosto de 2005, as cotações são por lote de mil ações, com a mudança do código para ENMA3B; Cotações por lote de cem mil ações preferenciais série A até agosto de 2005, cujo Código de Negociação é ENMA5. A partir de agosto de 2005, as cotações são por lote de mil ações, com a mudança do código para ENMA5B; Cotações por lote de cem mil ações preferenciais série B até agosto de 2005, cujo Código de Negociação é ENMA6. A partir de agosto de 2005, as cotações são por lote de mil ações, com a mudança do código para ENMA6B.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

Apresentamos abaixo as informações financeiras para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2003, 2004 e 2005. As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia e respectivas notas explicativas, incluídas neste Prospecto e com as Seções “Informações Financeiras Seleccionadas” e “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”. Para análise detalhada dos ajustes promovidos nas demonstrações financeiras da Companhia, veja a Seção “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”.

O sumário do balanço patrimonial e das demonstrações de resultado relativos aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2004 e 2003 é derivado das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia elaboradas de acordo com o GAAP Brasileiro auditadas, conforme indicado nos seus pareceres também inclusos neste Prospecto.

Conforme indicado em nossas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005, a forma de apresentação de determinados itens referentes a 31 de dezembro de 2004 foi alterada, de modo a melhorar a divulgação de informações aos leitores de nossas demonstrações financeiras, cumprir com as normas e regras da ANEEL que determinaram certas classificações em 2005 e tornar os valores comparativos com a apresentação de 2005.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005 apresentam informações comparativas reclassificadas de 2004. Incluímos também no presente memorando de oferta as demonstrações financeiras originalmente apresentadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003, as quais não refletem tais reclassificações. Estas, reclassificações que não alteram o resultado do exercício ou o patrimônio líquido para 2004, encontram-se resumidas na seção “Discussão e análise da administração da situação financeira e dos resultados das operações”.

Balancos Patrimoniais

Ativo (em R\$mil)

	Consolidado					
	2005	% AT	2004	% AT	2003	% AT
CIRCULANTE	404.425	26,0%	349.307	30,5%	271.745	24,3%
Disponibilidades e aplicações financeiras	154.296	9,9%	143.723	12,5%	63.002	5,6%
Consumidores e Revendedores	185.597	11,9%	203.785	17,8%	218.065	19,5%
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(26.435)	-1,7%	(58.122)	-5,1%	(53.394)	-4,8%
Estoques	3.358	0,2%	2.806	0,2%	6.094	0,5%
Impostos a Recuperar	19.692	1,3%	16.334	1,4%	6.837	0,6%
Serviços Pedidos	3.855	0,2%	5.213	0,5%	4.618	0,4%
Baixa Renda	9.167	0,6%	7.657	0,7%	16.464	1,5%
Pagamentos Antecipados e Outros Créditos a Receber	33.415	2,1%	27.911	2,4%	10.059	0,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	21.480	1,4%	-	N.A.	-	N.A.
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	277.749	17,8%	42.486	3,7%	38.892	3,5%
Consumidores e Revendedores	16.538	1,1%	19.350	1,7%	25.262	2,3%
Impostos a Recuperar	17.337	1,1%	5.853	0,5%	7.568	0,7%
Pagamentos Antecipados	2.676	0,2%	15.243	1,3%	4.898	0,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	237.800	15,3%	-	N.A.	-	N.A.
Depósitos Judiciais	3.398	0,2%	2.040	0,2%	1.164	0,1%
PERMANENTE	875.887	56,2%	753.568	65,8%	808.122	72,2%
Investimentos	221	0,0%	33	0,0%	-	N.A.
Ágio	246.920	15,8%	249.732	21,8%	259.488	23,2%
Imobilizado	817.508	52,5%	645.775	56,4%	631.341	56,4%
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	(188.762)	-12,1%	(141.972)	-12,4%	(82.707)	-7,4%
TOTAL DO ATIVO	1.558.061	100,0%	1.145.361	100,0%	1.118.759	100,0%

Passivo (em R\$mil)

	Consolidado					
	2005	% PT	2004	% PT	2003	% PT
CIRCULANTE	350.009	22,5%	189.757	16,6%	562.772	50,3%
Fornecedores	117.306	7,5%	71.648	6,3%	163.217	14,6%
Folha de Pagamento	684	0,0%	767	0,1%	976	0,1%
Encargos das Dívidas	200	0,0%	567	0,0%	27.263	2,4%
Tributos e Contribuições Sociais	55.540	3,6%	40.653	3,5%	28.336	2,5%
Empréstimos e Financiamentos	25.321	1,6%	31.320	2,7%	200.495	17,9%
Debêntures	6.263	0,4%	6.785	0,6%	34.475	3,1%
Provisão de Férias e encargos	11.360	0,7%	8.960	0,8%	6.771	0,6%
Taxa de Iluminação Pública	6.475	0,4%	4.113	0,4%	5.658	0,5%
Provisão para Contingências	6.448	0,4%	4.300	0,4%	-	N.A.
Dividendos Propostos	84.037	5,4%	-	0,0%	-	N.A.
Empresa Controladora e Dividendos a Pagar- acionistas não controladores	-	0,0%	-	N.A.	73.697	6,6%
Encargos dos consumidores	2.509	0,2%	8.899	0,8%	12.875	1,2%
Outros	33.866	2,2%	11.745	1,0%	9.009	0,8%
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	533.378	34,2%	620.162	54,1%	443.067	39,6%
Ressarcimento Gerador – MAE	-	N.A.	-	N.A.	17.836	1,6%
Tributos e Contribuições Sociais	2.314	0,1%	5.427	0,5%	7.585	0,7%
Debêntures	17.458	1,1%	23.165	2,0%	150.000	13,4%
Empréstimos e Financiamentos	455.100	29,2%	520.041	45,4%	210.305	18,8%
Provisão para Contingências	47.487	3,0%	61.362	5,4%	48.549	4,3%
Entidade de Previdência Privada	11.019	0,7%	10.167	0,9%	8.792	0,8%
Provisão para Passivo a Descoberto em Controlada	-	N.A.	-	N.A.	-	N.A.
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	149.638	9,6%	54.338	4,7%	-	0,0%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	525.036	33,7%	281.104	24,5%	112.920	10,1%
Capital Social	320.541	20,6%	566.862	49,5%	566.862	50,7%
Reservas de Capital	0	0,0%	30.000	2,6%	-	0,0%
Reservas de Lucros	174.495	11,2%	0	0,0%	-	0,0%
Lucros/(Prejuízos) Acumulados	-	0,0%	(315.758)	-27,6%	(453.942)	-40,6%
Recursos destinados para Futuro Aumento de Capital	30.000	1,9%	-	0,0%	-	0,0%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.558.061	100,0%	1.145.361	100,0%	1.118.759	100,0%

Demonstrações de Resultados (em R\$mil)

	Consolidado						Consolidado	
	2005	%RL	2004	%RL	2003	%RL	Var.	Var.
							05/04	04/03
RECEITA OPERACIONAL BRUTA E VENDA DE SERVIÇOS	884.185	132,9%	706.178	134,2%	547.843	129,6%	25,2%	28,9%
Fornecimento de Energia Elétrica	870.797	130,9%	670.786	127,5%	521.502	123,4%	29,8%	28,6%
Suprimento de Energia Elétrica	1.031	0,2%	1.634	0,3%	2.629	0,6%	-36,9%	-37,8%
Encargo de Capacidade Emergencial	1.399	0,2%	20.719	3,9%	15.546	3,7%	-93,2%	33,3%
Outras Receitas	10.958	1,6%	13.039	2,5%	8.166	1,9%	-16,0%	59,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(218.741)	-32,9%	(180.053)	-34,2%	(125.256)	-29,6%	21,5%	43,7%
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(10.894)	-1,6%	(10.006)	-1,9%	(12.805)	-3,0%	8,9%	-21,9%
Impostos e Contribuições	(197.462)	-29,7%	(154.105)	-29,3%	(99.911)	-23,6%	28,1%	54,2%
Encargo de Capacidade Emergencial	(10.386)	-1,6%	(15.942)	-3,0%	(12.540)	-3,0%	-34,9%	27,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA E VENDA DE SERVIÇOS	665.444	100,0%	526.125	100,0%	422.587	100,0%	26,5%	24,5%
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(413.041)	-62,1%	(361.013)	-68,6%	(316.129)	-74,8%	14,4%	14,2%
Custo da Energia Elétrica	(262.598)	-39,5%	(227.541)	-43,2%	(190.559)	-45,1%	15,4%	19,4%
Energia Elétrica Comprada para revenda	(215.030)	-32,3%	(172.853)	-32,9%	(149.531)	-35,4%	24,4%	15,6%
Encargo Uso do Sist. de Transm. e Distribuição	(47.569)	-7,1%	(54.688)	-10,4%	(41.028)	-9,7%	-13,0%	33,3%
Custo da Operação	(150.443)	-22,6%	(133.472)	-25,4%	(125.370)	-29,7%	12,7%	6,3%
Pessoal	(27.432)	-4,1%	(40.608)	-7,7%	(31.975)	-7,6%	-32,4%	27,0%
Material	(4.556)	-0,7%	(6.946)	-1,3%	(6.337)	-1,5%	-34,4%	9,6%
Serviços de Terceiros	(31.302)	-4,7%	(30.682)	-5,8%	(30.991)	-7,3%	2,0%	-1,0%
Depreciações e Amortizações	(47.956)	-7,2%	(38.988)	-7,4%	(41.018)	-9,7%	23,0%	-4,9%
Cota para Consumo de Combustível - CCC e CDE	(27.140)	-4,1%	(11.208)	-2,1%	(11.767)	-2,8%	142,2%	-4,8%
Outros Custos Operacionais	(12.056)	-1,8%	(5.040)	-1,0%	(3.482)	-0,8%	139,2%	44,7%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	252.403	37,9%	165.112	31,4%	106.458	25,2%	52,9%	55,1%
DESPESAS OPERACIONAIS	(113.704)	-17,1%	(120.128)	-22,8%	(55.529)	-13,1%	-5,3%	116,3%
Despesas com Vendas	(48.922)	-7,4%	(32.384)	-6,2%	(25.391)	-6,0%	51,1%	27,5%
Provisão (Reversão) de PDD e Perdas com Créditos Incombráveis*	(16.954)	-2,5%	(19.396)	-3,7%	(1.982)	-0,5%	-12,6%	N.A.
Despesas Administrativas	(38.112)	-5,7%	(36.218)	-6,9%	(23.940)	-5,7%	5,2%	N.A.
Depreciações e Amortizações	(1.899)	-0,3%	(1.395)	-0,3%	(1.226)	-0,3%	36,2%	13,8%
Provisão (Reversão) de Contingências*	(3.122)	-0,5%	(27.521)	-5,2%	4.299	1,0%	-88,7%	N.A.
Outras Despesas Operacionais	(4.695)	-0,7%	(3.214)	-0,6%	(7.289)	-1,7%	46,1%	-55,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	138.699	20,8%	44.984	8,6%	50.929	12,1%	208,3%	-11,7%
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(2.811)	-0,4%	150.012	28,5%	(9.756)	-2,3%	N.A.	N.A.
Amortização de Ágio	(2.811)	-0,4%	(9.756)	-1,9%	(9.756)	-2,3%	-71,2%	0,0%
Ganho de Capital em Controlada	-	0,0%	44.410	8,4%	-	0,0%	-100,0%	N.A.
Outras Receitas Operacionais	-	0,0%	115.358	21,9%	-	0,0%	-100,0%	N.A.
RECEITA (DESPESAS) FINANCEIRAS	(21.651)	-3,3%	(74.259)	-14,1%	(98.660)	-23,3%	-70,8%	-24,7%
Receitas Financeiras	60.473	9,1%	55.611	10,6%	41.677	9,9%	8,7%	33,4%
Despesas Financeiras	(82.124)	-12,3%	(129.870)	-24,7%	(140.337)	-33,2%	36,8%	-7,5%
LUCRO/ (PREJUÍZO) OPERACIONAL	114.237	17,2%	120.737	22,9%	(57.487)	-13,6%	-5,4%	N.A.
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	705	0,1%	(1.670)	-0,3%	(5.250)	-1,2%	N.A.	-68,2%
Receita não Operacional	871	0,1%	5.036	1,0%	611	0,1%	-82,7%	724,2%
Despesa não Operacional	(166)	0,0%	(6.706)	-1,3%	(5.861)	-1,4%	-97,5%	14,4%
LUCRO/ (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	114.942	17,3%	119.067	22,6%	(62.737)	-14,8%	-3,5%	N.A.
PROVISÕES DE IMPOSTOS	241.875	36,3%	-	0,0%	-	0,0%	N.A.	N.A.
Imposto de Renda E Contribuição Social	241.875	36,3%	-	0,0%	-	0,0%	N.A.	N.A.
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	(127.971)	-19,2%	3.861	0,7%	5.518	1,3%	-3214,5%	-30,0%
RESULTADO DO EXERCÍCIO	228.846	34,4%	122.928	23,4%	(57.219)	-13,5%	86,2%	N.A.

* - os valores referentes ao exercício de 2004, são uma decomposição do valor de R\$2.317 na linha de Reversão (Provisão) de PDD e Contingências do Relatório das demonstrações financeiras auditadas de 31 de dezembro de 2004 da Equatorial Energia S/A de 2004 auditado pela PWC

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

Esta análise e discussão da administração da Companhia sobre a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia deve ser lida em conjunto com as nossas demonstrações financeiras consolidadas e as respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto. As demonstrações financeiras constantes deste Prospecto foram elaboradas em conformidade com a legislação societária e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Visão Geral

A Equatorial é uma sociedade *holding* que tem como principal estratégia a expansão de sua operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Através da CEMAR, a Companhia atua no mercado de energia elétrica do estado do Maranhão, com uma área de abrangência de 333.366 km², correspondendo a 3,91% do território nacional, e com uma população estimada em 5,6 milhões de habitantes, aproximadamente 3,3% da população brasileira. Segundo a ABRADDEE, a Companhia é a segunda maior distribuidora de energia elétrica do Nordeste em extensão de área de concessão, equivalente a 21,4% da extensão do Nordeste, a quarta em termos de número de consumidores, equivalente a 9,0% do total do Nordeste, e a quinta em termos de consumo de energia, equivalente a 7,0% do total do Nordeste. Em 2005, a Companhia distribuiu 2.797 GWh, representando um crescimento de 7,7% em relação a 2004. Durante o ano de 2005, foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes da Companhia, elevando a quantidade absoluta de consumidores de 1.161.283 no final de 2004 para 1.254.399 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 – já considerados os desligamentos dos consumidores existentes – o que representou um aumento de 8,0%. Em 2005, a composição de nossa receita de fornecimento às classes de consumo foi a seguinte: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

O ano de 2005, para a Companhia, foi marcado por três eventos importantes, a saber: i) o processo de revisão tarifária, que acontece a cada quatro anos na CEMAR; ii) o desenvolvimento efetivo do Programa Luz Para Todos; e iii) a implantação do novo sistema de gestão comercial. Simultaneamente, a Companhia retomou a sua capacidade de investimento na expansão e na modernização da sua rede de distribuição de energia elétrica, com um plano de investimento centrado na busca de ganhos de eficiência. Em 2005, foram realizados investimentos no montante total de R\$232,4 milhões, dos quais R\$ 112,5 milhões foram investidos no âmbito do Programa Luz para Todos com recursos da CDE e RGR, repassados pela Eletrobrás. Em 2005, apresentamos uma receita operacional bruta de R\$884,2 milhões, correspondendo a uma receita operacional líquida de R\$665,4 milhões, um EBITDA de R\$188,6 milhões e um lucro líquido de R\$228,8 milhões.

O Negócio de Distribuição de Energia Elétrica

A distribuição de energia elétrica caracteriza-se por ser um negócio de capital intensivo, que sofre intervenção da ANEEL, por meio, inclusive, da definição de tarifas, e cuja estrutura de custos está dividida em custos não gerenciáveis, incluídos na “Parcela A”, e por custos gerenciáveis incluídos na “Parcela B” (Veja item “Reajuste Anual – IRT”).

Desta maneira, acreditamos que os fatores mais importantes que exercem uma forte influência sobre a performance financeira do nosso negócio são:

- as tarifas determinadas pela ANEEL;
- crescimento da base de clientes e do seu consumo per capita efetivamente faturado na área de concessão;
- controle dos custos e das despesas operacionais, inclusive perdas de energia;
- estrutura de capitais e de custos de financiamento; e
- investimentos com retorno adequado.

Não possuímos ingerência sobre o aumento de tarifa e o crescimento da base de clientes e o seu consumo per capita. O comportamento dessas variáveis terá um impacto determinante no nível das nossas receitas, o que determinará a manutenção ou alteração do ritmo de crescimento da geração de caixa do nosso negócio.

Ressaltamos ainda que, conforme os termos estabelecidos pela Lei do Novo Mercado do Setor Elétrico, e com base na Lei nº 9.074/95 e na Resolução ANEEL nº 264/98, alguns de nossos clientes podem deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar Consumidores Livres desde que atendam aos seguintes critérios:

- possuam demanda mínima de 10MW, ligados em tensão mínima de fornecimento de 69kV, e possuam data de ligação após 08 de julho de 1995; ou
- possuam demanda mínima de 3MW, ligados em tensão mínima de fornecimento de 69kV, e possuam data de ligação anterior a 08 de julho de 1995; e
- possuam demanda mínima de 500kW, e possuam contrato de aquisição de energia elétrica diretamente com Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH ou com fontes alternativas de geração de energia, tais como eólica, biomassa ou solar.

No caso da nossa controlada CEMAR, estes potenciais Consumidores Livres representam um percentual pequeno da base total de seus clientes, totalizando apenas 66 clientes, que em 2005 consumiram 664.254 MW de energia. Estes 66 clientes se dividem em: (i) 40 clientes da classe industrial (ou 0,42% da base total dos clientes industriais); (ii) 10 clientes da classe comercial (ou 0,01% da base total dos clientes comerciais); (iii) 12 clientes da classe do poder público (ou 0,08% da base total dos clientes poderes públicos); e (iv) 4 clientes da classe rural (ou 0,01% da base total dos clientes rurais). Atualmente, não há Consumidores Livres na área de concessão da CEMAR, mas dois importantes consumidores instalados no Maranhão, o Consórcio de Alumínio do Maranhão – ALUMAR e a Usina Pelotizadora Norte pertencente à Vale do Rio Doce, são clientes cativos da Eletronorte. Caso os potenciais Consumidores Livres optem por tornarem-se Consumidores Livre, tais clientes deixariam de pagar a tarifa de consumo de energia elétrica e passariam a pagar uma tarifa pelo uso do nosso sistema de distribuição, ou a “tarifa fio”, representada pela Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TUSD), o que minimizaria o impacto financeiro da perda destes clientes. Acreditamos que os potenciais Consumidores Livres constituem um baixo risco para o nosso negócio, pois apenas 5 desses clientes encontram-se conectados a nossa rede de distribuição em tensão suficientemente elevada para que a TUSD não torne o fornecimento de energia por terceiros pouco atrativo (de 69kV ou superior). Para maiores esclarecimentos sobre Consumidores Livres, vide Seção “Visão do Setor Elétrico Brasileiro”.

Aspectos Regulatórios

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil possui as suas tarifas reguladas pela ANEEL e os seus resultados dependem significativamente dos aspectos regulatórios. Os contratos de concessão das distribuidoras definem os reajustes anuais, as revisões tarifárias periódicas e a possibilidade de eventuais revisões tarifárias extraordinárias.

Reajuste Anual – IRT

O reajuste anual é um evento que ocorre, conforme estipulado no Contrato de Concessão da CEMAR, no dia 28 de agosto de cada ano. Este reajuste anual é definido pelo IRT – Índice de Reajuste Tarifário, que leva em consideração a correção das duas parcelas que compõem a receita da distribuidora, a saber:

- Parcela A – composta pelos custos não gerenciáveis tais como: a compra da energia elétrica, os encargos do uso da rede e os encargos regulatórios, que são corrigidos em conformidade com os limites estipulados pela ANEEL; e
- Parcela B – parcela relativa aos custos gerenciáveis que são representados pelos custos de operação e manutenção, assim como pelo retorno dos investimentos relacionados ao sistema de distribuição de energia elétrica e a sua expansão, corrigidos pelo IGP-M, subtraída do Fator X (índice que reflete os ganhos de produtividade auferidos pela distribuidora que devem ser repassados para a tarifa paga pelos consumidores). Para maiores esclarecimentos sobre o Fator X, vide a Seção “Visão Geral do Setor Elétrico – Tarifas de Distribuição de Energia”.

Em 2001, foi criada a CVA, conta de compensação da variação das despesas da Parcela A. De acordo com as regras estabelecidas, quando essas despesas forem superiores às projeções utilizadas na fixação das tarifas de uma distribuidora, a mesma possui o direito de recuperar a diferença no reajuste tarifário anual seguinte. Da mesma forma, caso ocorra o efeito inverso e os custos da Parcela A forem inferiores às projeções da distribuidora, este ganho será devolvido aos consumidores por meio de futura redução de tarifa.

Quando ocorrem variações dos custos da Parcela A e estes custos estão acima da cobertura dada em nossas tarifas de distribuição, diferimos o aumento nos custos e o contabilizamos como um ativo em nosso balanço. Esses valores somente serão reconhecidos como despesas, na medida em que faturarmos os respectivos aumentos na tarifa. Esses valores são corrigidos mensalmente pela Taxa SELIC.

Revisão Tarifária Periódica

A revisão periódica tem como objetivo manter a condição de equilíbrio financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, estabelecer o adequado retorno dos investimentos realizados pelos acionistas, e o Fator X, que visa refletir os ganhos de produtividade auferidos no cálculo dos custos da Parcela B. Este processo de revisão respeita os ciclos estipulados pelo contrato de concessão, sendo que no caso da CEMAR o primeiro ocorreu em 28 de agosto de 2005, ou seja, cinco anos após a assinatura do contrato de concessão, e os próximos processos de revisão ocorrerão a cada 4 anos. Este processo tem como objetivo redefinir o nível das tarifas de fornecimento de energia elétrica, baseando-se em custos operacionais eficientes e na adequada remuneração sobre os investimentos realizados pelas distribuidoras de forma eficiente e prudente.

A revisão tarifária utiliza como metodologia o repasse das variações dos custos da Parcela A ocorridos no período dos 12 meses anteriores à data da referida revisão, conjuntamente com a definição de um novo valor para a Parcela B, com base nos pontos descritos a seguir:

- custos operacionais de uma empresa de referência, em que a ANEEL se baseia para simular os custos que uma empresa virtual teria para atender a mesma área de concessão da distribuidora, levando em consideração os aspectos específicos do contrato de concessão como as particularidades da área servida, localização dos consumidores, níveis de qualidade, etc;
- remuneração e depreciação dos ativos da concessão, ou seja, a taxa de remuneração e depreciação regulatória que são aplicados sobre os valores dos ativos em serviço, chamada de “Base de Remuneração Regulatória”. Esta base é definida de acordo com os critérios pré-estabelecidos pela ANEEL e deve contemplar todos os ativos necessários para a prestação de serviços da concessionária; e
- definição do Fator X_c , que é um dos componentes do Fator X (Veja Seção discussão sobre Fator X no item “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Distribuição de Energia”).

No caso da nossa controlada CEMAR, a sua “Base de Remuneração Regulatória” foi aprovada em caráter definitivo pela Resolução Homologatória da ANEEL nº 196 da Revisão Tarifária de 22 de agosto de 2005 ANEEL. Acreditamos que este fato elimina definitivamente as incertezas que tal processo pode ocasionar pela definição da “Base de Remuneração Regulatória” em forma provisória, o que aconteceu com diversas distribuidoras elétricas brasileiras.

Revisão Tarifária Extraordinária

Na ocorrência de eventos que possam colocar em risco o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, a ANEEL pode ajustar as tarifas através de revisões tarifárias extraordinárias.

Em 1999, a ANEEL concedeu uma revisão tarifária extraordinária a algumas distribuidoras, para compensá-las dos efeitos da desvalorização cambial ocorrida naquele ano. Em 2001, as tarifas de distribuição tiveram uma nova revisão tarifária extraordinária em função das perdas financeiras ocasionadas pelo racionamento de energia ocorrido naquele ano, ou seja, foi criada uma Revisão Tarifária Extraordinária visando tal compensação. Este aumento tarifário foi excluído da tarifa da CEMAR em setembro de 2005, após ter cumprido o seu propósito de compensação das perdas financeiras.

Realinhamento Tarifário

Até 2002, os índices percentuais de reajuste eram aplicados de maneira uniforme para todas as classes de tarifas, e possuíam um subsídio aos consumidores industriais. Em 2002, iniciou-se um processo de realinhamento tarifário visando reduzir os subsídios cruzados entre os consumidores em diferentes níveis de tensão de atendimento. Espera-se que os subsídios aos consumidores industriais sejam eliminados por estes realinhamentos tarifários até 2007.

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição – TUSD

A Tarifa de Uso da Rede de Distribuição é a tarifa cobrada pelas distribuidoras pelo uso da sua rede de distribuição para a passagem da energia. Neste caso, os consumidores que optarem por se tornarem livres, conforme exposto acima na Seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais - Negócio de Distribuição de Energia Elétrica”, terão que pagar uma tarifa pelo uso da rede de distribuição da concessionária a qual estiverem conectados. A TUSD não inclui o custo da energia comprada, mas permite que a distribuidora continue a ser remunerada pelos seus ativos, e neste contexto, a ANEEL vem realizando periodicamente ajustes na metodologia de cálculo da TUSD visando minimizar o impacto da passagem de clientes cativos para livres.

Evolução Tarifária – 2003 a 2005

Apresentamos abaixo a tabela com a evolução das tarifas dos clientes cativos da CEMAR no período em referência e o reflexo destas variações nos resultados da Companhia, levando-se em consideração os reajustes tarifários efetivamente pagos por nossos consumidores, baseado nos Reajustes Anuais e na Revisão Tarifária Periódica determinadas pela ANEEL.

	2005	2004	2003
Ocorrência na Data	Revisão Tarifária	Reajuste Anual	Reajuste Anual
Aumento Verificado ⁽¹⁾	10,96% ⁽¹⁾	19,73% ⁽²⁾	27,39% ⁽³⁾
Realinhamento Aplicado no Ano	Sim	Sim	Sim
Situação Última Revisão	Definitiva	N/A	N/A

(1) Reflete a Revisão Tarifária homologada pela ANEEL de 15,95%, cujo reposicionamento tarifário será implementado em duas etapas: (i) a primeira, correspondente ao percentual de 7,16%, foi repassada para a tarifa em 2005 e (ii) a diferença será repassada para a tarifa ao longo dos próximos 3 anos, gerando a Receita Tarifária Diferida – RTD. O valor total do reajuste tarifário em 2005 foi de 10,96%, sendo 7,16% relativos à parcela do reposicionamento tarifário não diferida e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, tais como repasse da CVA, repasse do aumento na alíquota de PIS/COFINS não incorporado a tarifa e repasse dos custos relativos a campanhas de medidas e reavaliação de ativos realizados no âmbito do processo de Revisão Tarifária.

(2) O Reajuste anual em 2004 de 19,73%, reflete o IRT – Índice de reajuste Tarifário contratual de 16,47%, o percentual de 0,068% referente aos custos de implantação do PERCEE e o complemento de 3,184% referentes aos valores de CVA de anos anteriores.

(3) O Reajuste anual em 2003 de 27,39%, reflete o IRT contratual de 26,78%, o percentual de 0,61% reflete os custos de implantação do PERCEE.

Em 28 de agosto de 2005, encerrou-se o processo de revisão tarifária, com a divulgação pela ANEEL do novo reposicionamento tarifário da CEMAR. Como resultado deste processo, a CEMAR obteve um reajuste médio para as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica de 15,95%. Entretanto, a ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 196, de 22 de agosto de 2005, autorizou, apenas o repasse de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, tais como repasse da CVA, repasse do aumento na alíquota de PIS/COFINS não incorporada a tarifa e repasse dos custos relativos a campanhas de medidas e reavaliação de ativos realizados no âmbito do processo de Revisão Tarifária. O recebimento pela Companhia da diferença do índice foi diferido em três parcelas que serão recebidas nos anos de 2006, 2007 e 2008 por ocasião dos respectivos reajustes anuais.

Durante o processo de revisão tarifária, a ANEEL definiu em 1,1829% o Fator X_e que será utilizado no cálculo do Fator X e, conseqüentemente, no cálculo do reajuste tarifário da CEMAR nos anos de 2006, 2007 e 2008. A Companhia está questionando administrativamente junto à ANEEL o percentual definido para o Fator X_e .

Compra de Energia

A CEMAR adquire a maior parte de sua energia através da elaboração de contratos de longo prazo com quantidades e preços pré-estabelecidos. No ano de 2005, a energia comprada pela CEMAR correspondeu a um volume total de 4.056 GWh. Dentro deste valor, o montante de 73,3% foi contratado no Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes (Mega-Leilão), através dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR's), 22,9% através dos contratos iniciais com a Eletronorte e a Companhia Energética do Piauí – CEPISA, e o restante de 3,8%, foi contratado da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (“CHESF”) por intermédio dos leilões de compra e venda de energia realizados pelo extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE. A CEMAR tem a opção de descontratar anualmente até 4 % do volume contratado através do Mega-Leilão, durante os primeiros 4 anos de vigência dos respectivos contratos, a seu exclusivo critério. A Companhia vinculou seus recebíveis em garantia do pagamento dos geradores, com quem foram firmados os CCEAR's. Os termos da CCEAR's são regulados pela ANEEL e ajustados anualmente com base no IPCA, em oposição à nossa Parcela B que é ajustada com base no IGP-M. Esses dois indexadores podem apresentar diferentes variações.

Durante o ano de 2005, foram realizadas a redução e a compensação dos montantes dos CCEAR's, através da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD, por meio do qual as distribuidoras com sobras contratuais de energia repassaram para as distribuidoras com déficit de energia suas respectivas sobras contratuais.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, realizou leilões de venda de “Energia Velha” em abril de 2005, e o primeiro leilão de energia dos Novos Empreendimentos com contratos de fornecimento para 2005 a 2015, em dezembro de 2005. A CEMAR participou de ambos os leilões. Para maiores informações veja Seção “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro”.

Ambiente Econômico Brasileiro

O consumo de energia elétrica está altamente correlacionado com o crescimento do PIB. Nesse contexto, o fator mais relevante para a Companhia é o consumo de energia elétrica das economias regionais do Norte, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil.

Em 2004, o crescimento do consumo de energia apresentado pela região Nordeste foi de 53.683 GWh, representando um crescimento de 6,0% em relação ao ano de 2003, que foi de 50.649 GWh. No caso da região Norte, o crescimento foi de 7,6%, ou seja, o consumo passou de 18.479 GWh em 2003 para 19.882 GWh em 2004, e para a região Centro-Oeste, o crescimento foi de 5,8%, ou seja, o consumo passou de 18.174 GWh em 2003 para 19.220 GWh em 2004. O crescimento do consumo de energia nestas regiões foi superior à média nacional que alcançou 4,5%, e cresceu de 306.987 GWh em 2003 para 320.772 GWh em 2004. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de apenas 3,5%.

O crescimento médio do PIB brasileiro entre os anos de 2001 a 2005 não foi expressivo, sendo de apenas 2,6% ao ano. Nesse período, além de baixas taxas de crescimento, também se observou uma grande volatilidade nas principais variáveis macroeconômicas, tais como câmbio, juros e inflação. Abaixo listamos as principais variáveis que descrevem o comportamento da economia no ano de 2005:

- 2,6% de crescimento real do PIB (valor estimado em dezembro de 2005 pelo BACEN);
- 4,9% do PIB de superávit primário do setor público (período acumulado últimos 12 meses em outubro de 2005);
- Saldo da balança comercial em US\$ 44,7 bilhões; e
- 5,7% de inflação medida pelo IPCA.

A tabela a seguir mostra os dados do crescimento real do PIB, inflação, taxa de juros e taxa de câmbio para os anos indicados:

Indicadores Econômicos Selecionados			
	2005	2004	2003
PIB (%) ¹	2,3%	4,9%	0,5%
Inflação (IPCA) ²	5,7%	7,6%	9,3%
Inflação (IGP-M) ³	1,2%	12,4%	8,7%
Taxa TJLP ⁴	9,8%	9,8%	11,0%
Taxa CDI ⁵	19,1%	16,4%	23,3%
Taxa Média de Câmbio (R\$/US\$)	2,44	2,93	3,07
Variação Cambial (R\$/US\$)	-16,7%	-4,6%	4,8%

Fonte: Banco Central do Brasil e Banco Pactual S.A.

⁽¹⁾ Fonte IBGE.

⁽²⁾ Índice de Preços ao Consumidor Ampliado, apurado pelo IBGE.

⁽³⁾ Índice Geral de Preços - Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.

⁽⁴⁾ Representa a taxa de juros aplicada pelo BNDES para financiamento de longo prazo (fim do período).

⁽⁵⁾ Taxa de CDI - Representa a média das taxas interbancárias de um dia no Brasil (acumulada por períodos mensais, anualizada).

Crescimento na Demanda de Energia e o Crescimento da Economia Regional

A performance da economia brasileira afeta particularmente a demanda por energia elétrica. Consequentemente, o crescimento econômico nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste pode ser o principal fator que afeta a demanda por nossa energia e nossos resultados operacionais.

A distribuição de energia em nossa área de concessão também apresenta uma correlação com o crescimento econômico do Estado do Maranhão, por nossa base de clientes ser constituída principalmente de consumidores residenciais e pelo setor da administração pública. O Estado do Maranhão tem uma das maiores porcentagens de população rural dentre os Estados brasileiros e apresenta uma das taxas mais baixas de desenvolvimento humano no país. Desta forma, acreditamos que o Estado do Maranhão tem um potencial significativo de desenvolvimento econômico, o qual acreditamos que se transformará em um potencial aumento na demanda de energia elétrica. Em 2005 o consumo de energia elétrica aumentou de 2.593 GWh em 2004 para 2.739 GWh em 2005 ou 7,7%.

Estrutura de Custos Operacionais

A estrutura de custos operacionais das companhias de energia elétrica é composta pelos custos não gerenciáveis, denominado “Parcela A”, e pelos custos gerenciáveis, que fazem parte da “Parcela B” da tarifa.

O grupo dos custos não gerenciáveis é representado pela: (i) compra de energia; (ii) encargos de uso da rede e conexão e (iii) encargos setoriais compostos por: (a) Conta de Consumo Combustível – CCC, (b) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, (c) Reserva Global de Reversão – RGR, (d) Taxa de Fiscalização da ANEEL, (e) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDTC, (f) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, entre outros.

Já os custos gerenciáveis são compostos pelos gastos com pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

Discussão sobre as Práticas Contábeis Relevantes

Políticas contábeis relevantes são aquelas importantes tanto para a representação da situação financeira quanto para os resultados das operações e, que exigem da administração, os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos, frequentemente em virtude da necessidade de elaborar estimativas sobre o efeito de questões inerentemente incertas. Conforme aumenta o número de variáveis e suposições que afetam a possível resolução futura das incertezas, esses julgamentos tornam-se ainda mais subjetivos e complexos. De forma a fornecer um entendimento sobre como a administração formula seus julgamentos sobre eventos futuros, incluindo as variáveis e suposições que sustentam as estimativas, e a susceptibilidade desses julgamentos a diferentes circunstâncias, identificamos as seguintes políticas contábeis relevantes:

Deterioração, depreciação e amortização de bens imóveis, instalações e equipamentos

A Companhia avalia periodicamente a necessidade de realizar testes de deterioração de bens duráveis (ou grupos de bens) com base em diversos indicadores, tais como o nível de lucratividade dos seus negócios e avanços tecnológicos. Quando preciso, na ocorrência de qualquer evento desencadeador negativo, como uma perda significativa de valor de mercado do ativo imobilizado composto por: bens imóveis, instalações e equipamentos (“Ativo Imobilizado”), ou uma relevante mudança adversa no seu volume ou na maneira em que um bem durável vem sendo utilizado, são elaborados estudos de fluxo de caixa para determinar se o valor contábil do Ativo Imobilizado é passível de recuperação através da lucratividade resultante dos seus negócios. Para estimar fluxos de caixa futuros, a Companhia realiza várias suposições e estimativas. Essas suposições e estimativas podem sofrer a influência de fatores externos e internos distintos, tais como tendências econômicas e setoriais, taxas de juros, taxas de câmbio, mudanças nas estratégias de negócios e no tipo de produtos oferecidos ao mercado.

A Companhia reconhece que as despesas relacionadas à depreciação e amortização de seu Ativo Imobilizado está baseada no método linear. A vida útil dos bens é analisada periodicamente com base em fatos e circunstâncias existentes. Dada a natureza do Ativo Imobilizado da Companhia, a determinação das vidas úteis demanda um julgamento considerável e é inerentemente incerta, devido a mudanças na tecnologia e à competição no setor, o que poderia provocar a obsolescência antecipada do Ativo Imobilizado. Se a Companhia vir-se obrigada a modificar significativamente as suposições utilizadas, a despesa com depreciação, a baixa contábil por obsolescência e o valor contábil líquido do Ativo Imobilizado poderia ser bastante diferente.

Investimentos, ágio na aquisição de bens, bens intangíveis e amortização

O ágio ou o deságio registrado na aquisição de participação patrimonial em uma empresa é calculado como a diferença entre o preço de compra e o valor contábil subjacente (geralmente baseado pelo critério fiscal) do investimento adquirido. Ágio é contabilizado entre o registro do aumento de valor dos bens tangíveis baseado no valor de mercado e pela rentabilidade futura estimada; ele é amortizado pelo período da rentabilidade futura projetada. O deságio só é amortizado quando da realização do respectivo ativo por meio de venda ou alienação. De modo geral, o ágio não é tributável até que os bens sejam vendidos ou que medidas sejam tomadas para a sua reestruturação. A baixa do valor líquido do ágio é realizada se e quando necessário.

Impostos diferidos

O reconhecimento de ativos e passivos fiscais diferidos toma por base as diferenças temporárias entre os valores líquidos apresentado na demonstração financeira e a respectiva base fiscal do ativo e do passivo. A parcela de prejuízos fiscais passíveis de compensação com lucros de exercícios futuros são reconhecidas na medida em que se considere provável a realização de futuros resultados tributáveis. Para as empresas de capital aberto registradas na CVM, os resultados tributáveis futuros são descontados pelo valor presente das perdas fiscais que se esperam compensar com a referida receita ao longo de um período máximo de dez anos, sendo registradas como um ativo. A Companhia utiliza geralmente um período de projeção máximo de cinco anos. Caso uma empresa opere com prejuízo ou se veja impossibilitada de gerar receita tributável futura suficiente, ou se houver mudança significativa nas alíquotas de impostos vigentes ou nos períodos em que as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, ela deverá avaliar a necessidade de estabelecer uma análise para provisionamento da totalidade ou parte significativa do ativo fiscal diferido.

Provisões para contingências

Atualmente estamos envolvidos em ações judiciais. Fizemos uma provisão dos prováveis custos para solução dessas demandas. Para desenvolver essa estimativa, consultamos advogados externos e internos que assumem nossa defesa em tais questões, sendo que tal estimativa baseia-se em uma análise dos possíveis resultados, considerando-se as estratégias de litígio e conciliação aplicáveis. Anualmente, solicitamos um inventário dos processos sob o cuidado de nossos advogados externos, identificando os casos em que temos potenciais perdas do montante envolvido. A administração prepara uma análise das perdas prováveis, baseada nestas respostas e seu conhecimento dos processos, que serve como base para a constituição de provisão de contingências.

Instrumentos financeiros

Utilizamos instrumentos financeiros derivativos para reduzir os riscos associados à exposição de nossos ativos e de nossos passivos visando limitar os riscos associados a compromissos assumidos. Empregamos também instrumentos financeiros derivativos para maximizar as oportunidades de mercado.

Reclassificações referentes às demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2004

Conforme indicado em nossas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005, a forma de apresentação de determinados itens referentes a 31 de dezembro de 2004 foi alterada, de modo a melhorar a divulgação de informações aos leitores de nossas demonstrações financeiras, cumprir com as normas e regras da ANEEL que determinaram certas classificações em 2005 e tornar os valores comparativos com a apresentação de 2005.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005 apresentam informações comparativas reclassificadas de 2004. Incluímos também no presente memorando de oferta as demonstrações financeiras originalmente apresentadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003, as quais não refletem tais reclassificações. Estas, reclassificações que não alteram o resultado do exercício ou o patrimônio líquido para 2004, encontram-se resumidas abaixo:

Pagamentos antecipados, depósitos judiciais e outros créditos a receber

Em 31 de dezembro de 2004, apresentamos um saldo de “pagamentos antecipados e outros créditos a receber”, de R\$ 27.911. Em 31 de dezembro de 2005, este saldo foi apresentado separadamente como “pagamentos antecipados”, “depósitos judiciais” e “outros créditos a receber” de R\$ 14.618, R\$ 10.963 e R\$ 2.330, respectivamente.

Custo de energia elétrica

Em 31 de dezembro de 2004, apresentamos um valor de R\$ 1.992 relativo a energia elétrica de curto prazo no sub-item “encargos por uso dos sistemas de transmissão e distribuição”. Em 31 de dezembro de 2005, apresentamos esse valor no sub-item “energia elétrica comprada para revenda”.

Custo de serviços prestados a terceiros

Em 31 de dezembro de 2004, apresentamos os referidos valores como “custos operacionais”. Em 31 de dezembro de 2005, com base em uma mudança na regra por parte da Agencia Reguladora, ANEEL, apresentamos as referidas despesas em um grupo separado e, para fins de comparação, efetuamos a reclassificação na coluna 2004. Esta exigência não se aplicava para o exercício de 2004 em comparação com o de 2003.

Despesa com devedores duvidosos

Em 31 de dezembro de 2004, apresentamos essa despesa como “reversão de (provisão para) devedores duvidosos e contingências” (juntamente com despesas para contingências). Em 31 de dezembro de 2005, apresentamos a referida despesa como “despesas com devedores duvidosos” (juntamente com as perdas por créditos não cobráveis).

Balanco Patrimonial

Em 31 de dezembro de 2005, nosso capital de giro foi reduzido em R\$105,1 milhões em relação a 31 de dezembro de 2004, devido a um aumento de R\$55,1 milhões no ativo circulante e de um aumento de R\$160,2 milhões no passivo circulante.

O aumento verificado no ativo circulante deveu-se principalmente a:

- aumento das disponibilidades e aplicações financeiras em R\$10,6 milhões;
- aumento dos consumidores e revendedores líquidos da provisão para devedores duvidosos em R\$13,5 milhões; e
- aumento do imposto de renda e contribuição diferidos em R\$21,5 milhões.

Já o aumento no passivo circulante deveu-se a:

- aumento dos valores a pagar a fornecedores em R\$45,7 milhões;
- aumento do total de tributos e contribuições em R\$14,9 milhões;
- aumento da conta outros em R\$22,1 milhões; e
- aumento dos dividendos propostos em R\$84,0 milhões.

Em 31 de dezembro de 2004, o capital circulante líquido foi aumentado em R\$450,4 milhões em relação a 31 de dezembro de 2003, devido ao aumento de R\$77,6 milhões verificado no ativo circulante e à redução de R\$373,0 milhões verificada no passivo circulante.

O aumento no ativo circulante deveu-se, principalmente, a:

- aumento das disponibilidades e aplicações financeiras em R\$80,7 milhões;
- redução dos consumidores e revendedores líquidos da provisão para devedores duvidosos em R\$19,0 milhões;
- aumento dos impostos a recuperar em R\$9,5 milhões; e
- aumento dos pagamentos antecipados e outros créditos a receber em R\$17,9 milhões.

No caso do passivo circulante a redução verificada decorreu, principalmente da variação das seguintes contas:

- redução dos valores a pagar a fornecedores em R\$91,6 milhões;
- redução dos encargos das dívidas em R\$26,7 milhões;
- redução dos empréstimos e financiamentos em R\$169,2 milhões;
- redução das debêntures em R\$27,7 milhões; e
- redução dos empréstimos com empresa controladora em R\$73,7 milhões.

Em 31 de dezembro de 2005, nossa dívida bruta totalizou R\$504,3 milhões (13,3% abaixo do saldo de R\$581,9 milhões verificado em 31 de dezembro de 2004). Em 31 de dezembro de 2004, nossa dívida bruta apresentou redução de R\$114,3 milhões em relação ao saldo de R\$696,2 milhões de 31 de dezembro de 2003, em função da reestruturação financeira da CEMAR.

Resultado Operacional

A tabela abaixo apresenta os nossos resultados operacionais relativos ao últimos três anos encerrado em 31 de dezembro:

	Consolidado						Consolidado	
	2005		2004		2003		Var.	Var.
	2005	%RL	2004	%RL	2003	%RL	05/04	04/03
RECEITA OPERACIONAL BRUTA E VENDA DE SERVIÇOS	884.185	132,9%	706.178	134,2%	547.843	129,6%	25,2%	28,9%
Fornecimento de Energia Elétrica	870.797	130,9%	670.786	127,5%	521.502	123,4%	29,8%	28,6%
Suprimento de Energia Elétrica	1.031	0,2%	1.634	0,3%	2.629	0,6%	-36,9%	-37,8%
Encargo de Capacidade Emergencial	1.399	0,2%	20.719	3,9%	15.546	3,7%	-93,2%	33,3%
Outras Receitas	10.958	1,6%	13.039	2,5%	8.166	1,9%	-16,0%	59,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(218.741)	-32,9%	(180.053)	-34,2%	(125.256)	-29,6%	21,5%	43,7%
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(10.894)	-1,6%	(10.006)	-1,9%	(12.805)	-3,0%	8,9%	-21,9%
Impostos e Contribuições	(197.462)	-29,7%	(154.105)	-29,3%	(99.911)	-23,6%	28,1%	54,2%
Encargo de Capacidade Emergencial	(10.386)	-1,6%	(15.942)	-3,0%	(12.540)	-3,0%	-34,9%	27,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA E VENDA DE SERVIÇOS	665.444	100,0%	526.125	100,0%	422.587	100,0%	26,5%	24,5%
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(413.041)	-62,1%	(361.013)	-68,6%	(316.129)	-74,8%	14,4%	14,2%
Custo da Energia Elétrica	(262.598)	-39,5%	(227.541)	-43,2%	(190.559)	-45,1%	15,4%	19,4%
Energia Elétrica Comprada para revenda	(215.030)	-32,3%	(172.853)	-32,9%	(149.531)	-35,4%	24,4%	15,6%
Encargo Uso do Sist. de Transm. e Distribuição	(47.569)	-7,1%	(54.688)	-10,4%	(41.028)	-9,7%	-13,0%	33,3%
Custo da Operação	(150.443)	-22,6%	(133.472)	-25,4%	(125.370)	-29,7%	12,7%	6,3%
Pessoal	(27.432)	-4,1%	(40.608)	-7,7%	(31.975)	-7,6%	-32,4%	27,0%
Material	(4.556)	-0,7%	(6.946)	-1,3%	(6.337)	-1,5%	-34,4%	9,6%
Serviços de Terceiros	(31.302)	-4,7%	(30.682)	-5,8%	(30.991)	-7,3%	2,0%	-1,0%
Depreciações e Amortizações	(47.956)	-7,2%	(38.988)	-7,4%	(41.018)	-9,7%	23,0%	-4,9%
Cota para Consumo de Combustível - CCC e CDE	(27.140)	-4,1%	(11.208)	-2,1%	(11.767)	-2,8%	142,2%	-4,8%
Outros Custos Operacionais	(12.056)	-1,8%	(5.040)	-1,0%	(3.482)	-0,8%	139,2%	44,7%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	252.403	37,9%	165.112	31,4%	106.458	25,2%	52,9%	55,1%
DESPESAS OPERACIONAIS	(113.704)	-17,1%	(120.128)	-22,8%	(55.529)	-13,1%	-5,3%	116,3%
Despesas com Vendas	(48.922)	-7,4%	(32.384)	-6,2%	(25.391)	-6,0%	51,1%	27,5%
Provisão (Reversão) de PDD e Perdas com Créditos Incombráveis*	(16.954)	-2,5%	(19.396)	-3,7%	(1.982)	-0,5%	-12,6%	N.A.
Despesas Administrativas	(38.112)	-5,7%	(36.218)	-6,9%	(23.940)	-5,7%	5,2%	N.A.
Depreciações e Amortizações	(1.899)	-0,3%	(1.395)	-0,3%	(1.226)	-0,3%	36,2%	13,8%
Provisão (Reversão) de Contingências*	(3.122)	-0,5%	(27.521)	-5,2%	4.299	1,0%	-88,7%	N.A.
Outras Despesas Operacionais	(4.695)	-0,7%	(3.214)	-0,6%	(7.289)	-1,7%	46,1%	-55,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	138.699	20,8%	44.984	8,6%	50.929	12,1%	208,3%	-11,7%
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(2.811)	-0,4%	150.012	28,5%	(9.756)	-2,3%	N.A.	N.A.
Amortização de Ágio	(2.811)	-0,4%	(9.756)	-1,9%	(9.756)	-2,3%	-71,2%	0,0%
Ganho de Capital em Controlada	-	0,0%	44.410	8,4%	-	0,0%	-100,0%	N.A.
Outras Receitas Operacionais	-	0,0%	115.358	21,9%	-	0,0%	-100,0%	N.A.
RECEITA (DESPESAS) FINANCEIRAS	(21.651)	-3,3%	(74.259)	-14,1%	(98.660)	-23,3%	-70,8%	-24,7%
Receitas Financeiras	60.473	9,1%	55.611	10,6%	41.677	9,9%	8,7%	33,4%
Despesas Financeiras	(82.124)	-12,3%	(129.870)	-24,7%	(140.337)	-33,2%	36,8%	-7,5%
LUCRO/ (PREJUÍZO) OPERACIONAL	114.237	17,2%	120.737	22,9%	(57.487)	-13,6%	-5,4%	N.A.
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	705	0,1%	(1.670)	-0,3%	(5.250)	-1,2%	N.A.	-68,2%
Receita não Operacional	871	0,1%	5.036	1,0%	611	0,1%	-82,7%	724,2%
Despesa não Operacional	(166)	0,0%	(6.706)	-1,3%	(5.861)	-1,4%	-97,5%	14,4%
LUCRO/ (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	114.942	17,3%	119.067	22,6%	(62.737)	-14,8%	-3,5%	N.A.
PROVISÕES DE IMPOSTOS	241.875	36,3%	-	0,0%	-	0,0%	N.A.	N.A.
Imposto de Renda E Contribuição Social	241.875	36,3%	-	0,0%	-	0,0%	N.A.	N.A.
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	(127.971)	-19,2%	3.861	0,7%	5.518	1,3%	-3214,5%	-30,0%
RESULTADO DO EXERCÍCIO	228.846	34,4%	122.928	23,4%	(57.219)	-13,5%	86,2%	N.A.

* - os valores referentes ao exercício de 2004, são uma decomposição do valor de R\$2.317 na linha de Reversão (Provisão) de PDD e Contingências do Relatório das demonstrações financeiras auditadas de 31 de dezembro de 2004 da Equatorial Energia S/A de 2004 auditado pela PWC

Receita Operacional Bruta de Vendas e/ou Serviços

A receita operacional bruta pela vendas e/ou serviços é formada por:

- receitas provenientes do fornecimento de energia elétrica a consumidores finais;
- receitas provenientes do faturamento do Encargo de Capacidade Emergencial;
- receita de suprimento de energia elétrica para terceiros; e
- outras receitas operacionais que são formadas pelas receitas provenientes do aluguel de postes, uso da rede de distribuição por outras concessionárias e pela prestação de serviços diversos.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional são formadas por:

- impostos que incidem sobre a receita operacional como ICMS, PIS, COFINS e ISS; e
- encargos regulatórios com a RGR (Reserva Global de Reversão) e o Encargo de Capacidade Emergencial (ECE).

A RGR é um encargo setorial pago pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de formar um fundo para o financiamento de reversão e encampação da concessão e expansão e melhorias do serviço público de energia elétrica, administrado pela Eletrobrás. A RGR é usada, inclusive, no financiamento do programa do Governo Federal de universalização e eletrificação das zonas rurais do país – Luz para Todos.

O ECE é um encargo setorial recolhido pelas distribuidoras para cobrir os custos relacionados com a contratação de energia emergencial, através da disponibilidade de usinas termoeletricas, no âmbito do ambiente pós-acionamento de energia.

Custos do Serviço da Energia Elétrica

Custo de Energia Elétrica

O custo da energia elétrica é formado pelos custos relacionados diretamente com o processo de compra de energia elétrica pela Companhia, assim como pelos custos associados com o uso do sistema de transmissão e de distribuição das outras concessionárias de distribuição. A Companhia vinculou seus recebíveis em garantia de pagamento dos geradores, com quem foram firmados os CCEARs.

Custo da Operação

Os custos da operação da Companhia são compostos pelos pelos itens descritos a seguir:

- custos com pessoal;
- custos de materiais e serviços de terceiros;
- depreciações e amortizações;
- custos com subvenções referentes a CCC e CDE; e
- outros custos da operação.

A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC é um encargo setorial assumido pelas distribuidoras, cujos recursos subsidiam os gastos com combustíveis fósseis utilizados pelos sistemas de distribuição isolados. Como as distribuidoras possuem um relacionamento direto com os consumidores, são elas as responsáveis por arrecadar este encargo e repassá-lo para o governo federal, subsidiando a geração de energia elétrica nas áreas remotas ou não conectadas da região Norte

do Brasil. As despesas com a CCC são rateadas entre as distribuidoras proporcionalmente ao mercado de cada uma e são integralmente repassadas para as tarifas de acordo com as regras da CVA de ajuste dos custos da Parcela A.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE refere-se às contribuições realizadas pelas distribuidoras de energia elétrica a projetos para desenvolvimento e incentivos a fontes alternativas de energia (PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas) e ao Programa Luz para Todos. As variações desse custo são integralmente cobertas pelas tarifas de energia elétrica.

Nossos gastos com pessoal, material, serviços de terceiros e outros são registrados nos custos da operação e nas despesas operacionais, dependendo se esses gastos estão relacionados, diretamente ou não, a atividade fim da Companhia.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais são aquelas não relacionadas com as atividades finais da Companhia e são compostas por:

- despesas com vendas;
- despesas gerais e administrativas, consistindo principalmente em despesas com pessoal, honorários dos administradores, terceiros, materiais e outras despesas relacionadas às atividades administrativas;
- depreciação e amortização; e
- perdas com créditos incobráveis, que incluem; (i) provisão para devedores duvidosos (PDD); e (ii) provisão para contingências.

Receitas e Despesas Financeiras

O resultado financeiro da Companhia corresponde ao valor líquido entre as receitas financeiras e as despesas financeiras que são compostas por:

- receitas financeiras compreendendo as receitas das aplicações financeiras, as receitas das variações monetárias e cambiais ativas e as receitas provenientes dos acréscimos moratórios representados pelas multas e os juros da energia vendida e paga em atraso; e
- despesas financeiras compreendendo os encargos das dívidas, os juros sobre os empréstimos e financiamentos, as variações monetárias e cambiais passivas e outras despesas financeiras.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005 em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004

Receita Operacional

A receita operacional bruta da Companhia em 2005 foi de R\$884,2 milhões, representando um aumento de 25,2% quando comparado com a receita operacional bruta verificada em 2004, que foi de R\$706,2 milhões. Do aumento de R\$178,0 milhões na receita operacional bruta, R\$200,0 milhões corresponderam ao fornecimento de energia elétrica adicional, o que mais que compensou as reduções de R\$0,6 milhão em suprimento de energia elétrica, R\$19,3 milhões nos encargos da capacidade emergencial e R\$2,0 milhões em outras receitas.

Fornecimento de Energia Elétrica: Nossas receitas do fornecimento de energia elétrica em 2005, foram de R\$870,8 milhões, representando um aumento de 29,8% quando comparado com a receita operacional bruta verificada em 2004, que foi de R\$670,8 milhões. Este aumento reflete os reajustes tarifários ocorridos no período, que elevaram o preço médio de energia distribuída em 17,1%, além do aumento de 7,7% da quantidade de energia fornecida aos nossos clientes. Nossas receitas decorrentes dos clientes residenciais subiram 24,6% em 2005, atingindo R\$342,4 milhões comparado com R\$274,7 milhões em 2004, refletindo o aumento médio de 17,3% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 7,8%. Nossas receitas decorrentes dos clientes comerciais subiram 24,4% em 2005, atingindo R\$192,1 milhões comparado com R\$154,4 milhões em 2004, refletindo o aumento médio de 15,2% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida de 9,2%. Nossas receitas decorrentes dos clientes industriais

subiram 24,5% em 2005, atingindo R\$109,2 milhões comparado com R\$87,7 milhões em 2004, refletindo o aumento médio de 20,2% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 4,1%. Nossas receitas decorrentes dos clientes rurais subiram 31,1% em 2005, atingindo R\$21,9 milhões comparado com R\$16,7 milhões em 2004, refletindo o aumento médio de 12,7% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 16,3%. Nossas receitas decorrentes dos demais clientes subiram 24,8% em 2005, atingindo R\$144,7 milhões comparado com R\$115,9 milhões em 2004, refletindo o aumento médio de 16,7% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 7,5%. As nossas receitas referentes à subvenção da classe residencial baixa renda subiram 4,3% em 2005, atingindo R\$46,2 milhões comparado com R\$44,3 milhões em 2004. Este crescimento foi impactado negativamente pela mudança da metodologia de cálculo da subvenção ocorrida no final do ano de 2004. Após a homologação da nossa revisão tarifária ocorrida no final de agosto de 2005, começamos a registrar a Receita Tarifária Diferida – RTD (Veja Item “Revisão Tarifária 2003 – 2005”) que alcançou o montante de R\$21,5 milhões em 2005.

Suprimento de Energia Elétrica: Nossas receitas de suprimento de energia elétrica atingiram R\$1,0 milhão em 2005, apresentando uma redução de 36,9%, comparado com R\$1,6 milhão em 2004, devido à redução do volume de energia vendida pela CEMAR no CCEE.

Encargo de Capacidade Emergencial: O Encargo de Capacidade Emergencial faturado em 2005 foi de R\$1,4 milhão, comparado com R\$20,7 milhões em 2004. Esta receita foi reduzida em 93% em 2005, devido à redução de sua tarifa em 18 de julho e ao seu encerramento em 22 de dezembro de 2005, conforme determinação da ANEEL.

Outras Receitas Operacionais: As outras receitas operacionais atingiram o montante de R\$11,0 milhões em 2005, apresentando uma redução de 16,0%, comparado com R\$13,0 milhões em 2004. Tal queda foi devida basicamente à redução nas receitas de prestação de serviços aos consumidores da Cemar, como por exemplo, instalações de transformadores de propriedade dos clientes e o deslocamento de postes para viabilizar obras dos consumidores, dentre outros, e nas receitas provenientes do uso do setor de distribuição e da taxa de administração da Contribuição da Iluminação Pública-CIP.

Deduções da Receita Operacional

Em 2005, as deduções da receita operacional bruta cresceram 21,5%, de R\$180,1 milhões em 2004 para R\$218,7 milhões. Entre os fatores que influenciaram este aumento tivemos: (i) o aumento dos valores pagos de impostos (ICMS, PIS e COFINS) devido à elevação da receita bruta mencionada no tópico anterior; e (ii) o impacto inicial da cobrança do ICMS sobre a parcela da subvenção da classe de Baixa Renda (alíquota de 12%) cuja cobrança iniciou-se a partir de novembro de 2004. Tal impacto foi parcialmente compensado pela redução de 35% do repasse do ECE, resultando numa atenuação do aumento na conta de deduções sobre a receita operacional da Companhia. No entanto, como percentual da receita operacional bruta, nossas deduções diminuíram de 34,2% em 2004 para 32,9% em 2005.

Receita Operacional Líquida

Em 2005, a receita operacional líquida da Companhia cresceu 26,5%, de R\$526,1 milhões, em 2004, para R\$665,4 milhões. Os principais fatores que influenciaram este aumento foram o aumento da receita bruta em 25,2% e a redução do ECE, já mencionados nos itens anteriores.

Custo do Serviço de Energia Elétrica

Em 2005, nossos custos do serviço de energia elétrica aumentaram 14,4%, passando de R\$361,0 milhões, em 2004, para R\$413,0 milhões. Tal variação foi causada principalmente devido ao aumento do custo de energia elétrica comprada para revenda, que foi parcialmente mitigado por uma redução nos custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. No entanto, como percentual da receita líquida, nossos custos do serviço de energia elétrica diminuíram de 68,6% em 2004 para 62,1% em 2005.

Custo da Energia Elétrica

O custo da energia elétrica em 2005 foi de R\$262,6 milhões, contra R\$227,5 milhões em 2004, representando uma elevação de 15,4% na comparação entre os períodos, onde o custo de energia elétrica comprada para revenda

representou 81,9% do custo de energia elétrica da CEMAR (em 2004 representou 75%). Essa variação ocorreu em razão da elevação do custo da energia e do crescimento do volume de energia comprada pela concessionária para atender ao aumento da demanda em sua área de concessão.

Em 2005 os custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 16,1%, de R\$56,7 milhões em 2004 para R\$47,6 milhões. Esta redução deveu-se à expiração do prazo dos contratos iniciais de compra de energia, acarretando a migração dos valores da tarifa selo (mais cara) para a tarifa nodal (mais barata).

Custo da Operação

Em 2005, o custo da operação da Companhia aumentou em 12,7%, de R\$133,5 milhões em 2004 para R\$150,4 milhões. No entanto, como percentual da receita líquida, o custo da operação diminuiu de 25,4% em 2004 para 22,6% em 2005.

Em 2005, a composição do custo da operação foi a seguinte:

- custos com pessoal, que foram de 18,2% (30,4% em 2004);
- custos de materiais e serviços de terceiros, que foram de 23,8% (28,2% em 2004);
- depreciações e amortizações, que foram de 31,9% (29,2% em 2004);
- custos com subvenções referentes a CCC e a CDE, que foram de 18,0% (8,4% em 2004); e
- outros custos da operação, que foram de 8,0% (3,8% em 2004).

Os custos com pessoal foram reduzidos em 32,4%, de R\$40,6 milhões em 2004 para R\$27,4 milhões em 2005, assim como os gastos com materiais, que foram reduzidos em 34,4% no mesmo período, de R\$6,9 milhões para R\$4,6 milhões. Estas reduções foram consequência da implementação do redesenho de processos de nossas operações e das renegociações de contratos com os principais fornecedores de materiais. Apesar da renegociação dos contratos de prestação de serviços, o incremento na quantidade de serviço prestado levaram os custos com serviços de terceiros aumentarem 2,0% em 2005, subindo de R\$30,7 milhões em 2004 para R\$31,3 milhões em 2005.

A elevação de 23,0% nos gastos com depreciação e amortização, de R\$39,0 milhões em 2004 para R\$48,0 milhões em 2005 é explicada pela reclassificação de estruturas elétricas como componentes da rede básica, cujas taxas de depreciação são mais elevadas, de acordo com a regulamentação da ANEEL, assim como pelos investimentos realizados em 2005.

A conta com a subvenção de CCC e CDE, que inclui também o lançamento das variações da CVA, subiu 142,2%, de R\$11,2 milhões em 2004 para R\$27,1 milhões em 2005. Essa variação deveu-se ao aumento determinado pelo órgão regulador.

Despesas Operacionais

Em 2005, as despesas operacionais da Companhia diminuíram 5,3%, de R\$120,1 milhões em 2004 para R\$113,7 milhões. Adicionalmente, como percentual da receita líquida, tais despesas diminuíram de 22,8% em 2004 para 17,1% em 2005.

A redução das Despesas Operacionais foi principalmente devida à diminuição de 38,2% nas despesas com Provisão para Devedores Duvidosos/ Perdas com Créditos Incobráveis, que foram de R\$27,5 milhões em 2004 para R\$17,0 milhões em 2005, devido a implementação de uma política conservadora de provisionamento após a entrada do novo acionista controlador no segundo trimestre de 2004, acarretando no aumento das provisões que não tiveram a mesma contrapartida no exercício fiscal subsequente.

As Provisões com Contingências apresentaram uma redução de 84,0%, de R\$19,4 milhões em 2004 para R\$3,1 milhões em 2005. Esta variação também foi resultante da política conservadora implementada pela nova administração e que não teve contrapartida no exercício fiscal subsequente. As Despesas com Vendas foram de R\$48,9 milhões em 2005, 51,1%

superiores às de 2004. Este aumento de R\$16,5 milhões foi um resultado do incremento de R\$16,5 milhões da amortização da CVA, que passou de R\$7,2 milhões em 2004 para R\$23,7 milhões em 2005.

As Despesas Administrativas foram de R\$38,1 milhões em 2005, 5,2% superiores as de 2004, de R\$36,2 milhões. Este aumento de R\$1,9 milhão foi um reflexo das despesas com desligamentos de funcionários, aumento salarial negociado no âmbito do acordo coletivo da CEMAR e aumento do número de funcionários inseridos no programa de remuneração variável da Companhia.

Resultado do Serviço

Em 2005, o resultado do serviço da Companhia foi de R\$138,7 milhões, contra R\$45,0 milhões em 2004, representando um crescimento de 208,2%. Este resultado deveu-se basicamente ao aumento do lucro operacional bruto e a redução das despesas operacionais, conforme demonstrado acima.

Resultado de Participação Societárias

Em 2005, o resultado de Participações Societárias da Companhia foi uma despesa de R\$2,8 milhões, comparado a um receita de R\$150,0 milhões em 2004. A variação de R\$152,8 milhões encontrada no comparativo entre os períodos é resultado (i) da troca da metodologia da amortização do ágio proveniente da aquisição da CEMAR, (ii) da ausência do ganho de capital de R\$44,4 milhões ocorrido em 2004 que não teve contrapartida em 2005 e (iii) da ausência de outro ganho registrado na conta “outras receitas operacionais”, oriundo do prêmio pago na segunda emissão de debêntures, operação esta que fez parte do processo de reestruturação da controlada e que resultou em uma receita de R\$115,4 milhões em 2004. Para maiores detalhes, ver explicação do “Resultado de Participação de Acionistas Não Controladores” do Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004 em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003.

Receitas e Despesas Financeiras

Em 2005, o resultado financeiro da Companhia foi negativo em R\$21,7 milhões (constituído por receitas financeiras de R\$60,5 milhões e despesas financeiras de R\$82,1 milhões), contra um resultado financeiro negativo de R\$74,3 milhões em 2004 (constituído por receitas financeiras de R\$55,6 milhões e despesas financeiras de R\$129,9 milhões), representando uma melhora de 70,8% no comparativo entre os períodos. Esta melhora deveu-se essencialmente a:

- efeito positivo do processo de reestruturação financeira, que foi finalizado em setembro de 2004, e resultou numa redução do endividamento total da Companhia de 27,3% entre 31 de dezembro de 2005 e 31 de dezembro de 2003; e
- redução significativa do IGP-M em 2005 (1,21%), que é o indexador de 76,3% do total da dívida.

Resultado Não Operacional

O resultado não operacional da Companhia em 2005 ficou positivo em R\$0,7 milhão, contra um resultado não operacional negativo de R\$1,7 milhão em 2004, representando uma melhora de R\$2,4 milhões no comparativo entre os períodos. Tal resultado foi devido ao impacto negativo ocorrido no ano de 2004, com o provisionamento das perdas com obras paralizadas e estoques sem movimentação a mais de 180 dias, cuja contrapartida não ocorreu no ano de 2005.

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Em 2005, as despesas da Companhia com imposto de renda e contribuição social foram de R\$17,4 milhões. Em 2004, a Companhia não teve despesas com impostos devido ao prejuízo apresentado pela CEMAR no período.

Em 2005, a Companhia registrou o ativo fiscal diferido de R\$259,3 milhões referente a prejuízos fiscais e à base negativa da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) de exercícios anteriores da CEMAR. Tal procedimento é previsto pela Instrução CVM nº 371/02, que determina que a contabilização dos créditos fiscais com base no histórico de rentabilidade e na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade,

que comprove a realização do ativo fiscal diferido num prazo máximo de dez anos. A Instrução CVM nº 371/02 também prevê que o critério de histórico de rentabilidade não se aplica para as companhias recém-constituídas ou em processo de reestruturação operacional e de reorganização societária, cujo histórico de prejuízos seja decorrente de sua fase anterior, como é o caso da CEMAR. O registro deste ativo reconhece o crédito fiscal detido pela CEMAR que pode ser utilizado para reduzir o montante de Imposto de Renda e Contribuição Social a pagar nos próximos anos. Esta dedução está limitada a 30% do lucro tributável do exercício.

Participação de Acionistas Não Controladores

Em 2005, nossa Participação de Acionistas Não Controladores apresentou uma despesa de R\$128,0 milhões referentes à participação de acionistas não controladores na CEMAR, contra uma receita de R\$3,9 milhões em 2004, dado que em 2005 a CEMAR apresentou lucro líquido. Em 31 de dezembro de 2005, a Eletrobrás representava 98,1% dos acionistas minoritários da CEMAR.

Lucro do Exercício

Em 2005, o lucro do exercício da Companhia aumentou 86,2%, passando de R\$122,9 milhões em 2004 para R\$228,8 milhões, representando uma margem líquida de 34,4%, enquanto que em 2004 a margem líquida foi de 23,4%.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004 em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003

Receita Operacional

A receita operacional bruta da Companhia em 2004 foi de R\$706,2 milhões, representando um aumento de 28,9% quando comparado com a receita operacional bruta verificada em 2003, que foi de R\$547,8 milhões. Do aumento de R\$158,4 milhões nas receitas operacionais brutas, R\$149,3 milhões ocorreram no fornecimento de energia elétrica adicional, R\$5,2 milhões nos encargos da capacidade emergencial e R\$4,9 milhões em outras receitas, o que mais que compensou a redução de R\$1,0 milhão em suprimento de energia elétrica.

Fornecimento de Energia Elétrica: Nossas receitas do fornecimento de energia elétrica em 2004 foram de R\$670,8 milhões, representando um aumento de 28,6% quando comparado com a receita operacional bruta verificada em 2003, que foi de R\$521,5 milhões. Este aumento reflete os reajustes tarifários ocorridos no período, que elevaram o preço médio de energia distribuída em 25,2% além do aumento de 2,9% da quantidade de energia fornecida aos nossos clientes. Nossas receitas decorrentes dos clientes residenciais subiram 26,8% em 2004, atingindo R\$274,7 milhões comparado com R\$216,6 milhões em 2003, refletindo o aumento médio de 22,9% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 2,2%. Nossas receitas decorrentes dos clientes comerciais subiram 31,2% em 2004, atingindo R\$154,4 milhões comparado com R\$117,7 milhões em 2003, refletindo o aumento médio de 22,8% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida de 4,8%. Nossas receitas decorrentes dos clientes industriais subiram 28,9% em 2004, atingindo R\$87,7 milhões comparado com R\$68 milhões em 2003, refletindo o aumento médio de 26,4% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 1,1%. Nossas receitas decorrentes dos clientes rurais subiram 38% em 2004, atingindo R\$16,7 milhões comparado com R\$12,1 milhões em 2003, refletindo o aumento médio de 19,0% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 15,9%. Nossas receitas decorrentes dos demais clientes subiram 29,6% em 2004, atingindo R\$115,9 milhões comparado com R\$89,4 milhões em 2003, refletindo o aumento médio de 24,8% nas tarifas e o crescimento ocorrido no volume de energia vendida 1,8%. As nossas receitas referentes à subvenção da classe residencial baixa renda subiram 28,4% em 2004, atingindo R\$44,3 milhões comparado com R\$34,5 milhões em 2003.

Suprimento de Energia Elétrica: Nossas receitas de suprimento de energia elétrica atingiram R\$1,6 milhão em 2004, apresentando uma redução de 38,5%, comparado com R\$2,6 milhão em 2003, devido à redução do volume de energia vendida pela CEMAR no CCEE.

Encargo de Capacidade Emergencial: O Encargo de Capacidade Emergencial faturado em 2004 foi de R\$20,7 milhões, comparado com R\$15,5 milhões em 2003. Este aumento de 33,5% em 2004 ocorreu em função do crescimento do faturamento da CEMAR. A cobrança do Encargo de Capacidade Emergencial foi encerrada definitivamente pela ANEEL a partir de 22 de dezembro de 2005.

Outras Receitas Operacionais: As outras receitas operacionais atingiram o montante de R\$13,0 milhões em 2004, apresentando um crescimento de 58,5%, comparado com R\$8,2 milhões em 2003. Tal crescimento foi devido basicamente ao incremento nas receitas de prestação de serviços aos consumidores da CEMAR, e nas receitas provenientes da taxa de administração da CIP.

Deduções da Receita Operacional

Em 2004, as deduções da receita operacional bruta cresceram 43,7%, de R\$125,3 milhões em 2003 para R\$180,1 milhões. Entre os fatores que influenciaram este aumento incluem-se: (i) o aumento dos valores pagos de impostos (ICMS, PIS e COFINS) devido à elevação da receita bruta mencionada no tópico anterior; e (ii) o impacto da elevação da alíquota do COFINS de 3,0% para 7,6% a partir de fevereiro de 2004 (critério da “cumulatividade” para “não-cumulatividade” do COFINS). Tal impacto foi parcialmente compensado pela redução de 21,9% da RGR, que é determinada pela ANEEL. Como percentual de receita líquida, nossas deduções também aumentaram de 22,9% em 2003 para 25,5% em 2004.

Receita Operacional Líquida

Em 2004, a receita operacional líquida da Companhia cresceu 24,5%, de R\$422,6 milhões em 2003 para R\$526,1 milhões. Os principais fatores que influenciaram este aumento foram o aumento da receita bruta e o aumento das deduções, já mencionados nos itens anteriores.

Custos do Serviço de Energia Elétrica

Em 2004, nossos custos do serviço de energia elétrica aumentaram 14,2%, passando de R\$316,1 milhões em 2003 para R\$361,0 milhões. Tal variação foi causada devido ao aumento do custo de energia elétrica comprada para revenda e dos custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. No entanto, como percentual da receita líquida, nossos custos da energia elétrica diminuíram de 74,8% em 2003 para 68,6% em 2004.

Custo da Energia Elétrica

O custo da energia elétrica em 2004 foi de R\$227,5 milhões, contra R\$190,6 milhões em 2003, representando uma elevação de 19,4% na comparação entre os períodos. Essa variação ocorreu em razão da elevação do custo da energia e do crescimento do volume de energia comprada pela concessionária para atender ao aumento da demanda em sua área de concessão.

Em 2004 os custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 38,3%, de R\$41,0 milhões em 2003 para R\$56,7 milhões, essencialmente em função do aumento das tarifas determinadas pela ANEEL.

Custo da Operação

Em 2004, o custo da operação da Companhia aumentou em 6,3%, de R\$125,6 milhões em 2003 para R\$133,5 milhões. No entanto, como percentual da receita líquida, o custo da operação diminuiu de 29,7% em 2003 para 25,4% em 2004.

Em 2004, a composição do custo da operação foi a seguinte:

- custos com pessoal, que foram de 30,4% (25,5% em 2003);
- custos de materiais e serviços de terceiros, que foram de 28,2% (29,7% em 2003);
- depreciações e amortizações, que foram de 29,2% (32,6% em 2003);

- custos com subvenções referentes a CCC e a CDE , que foram de 8,4% (9,4% em 2003); e
- outros custos da operação, que foram de 3,8% (2,8% em 2003).

Os custos com pessoal foram incrementados em 27,0%, de R\$32,0 milhões em 2003 para R\$40,6 milhões em 2004, assim como os gastos com materiais, que foram aumentados em 9,6% no mesmo período, de R\$6,3 milhões para R\$6,9 milhões. O aumento dos custos com pessoal é decorrente das novas contratações realizadas após a troca do nosso controle acionário em maio de 2004. Os custos com serviços de terceiros reduziram 1,0% em 2004, passando de R\$31,0 milhões em 2003 para R\$30,7 milhões em 2004.

A redução de 5,1% nos custos com depreciação e amortização, de R\$41,0 milhões em 2003 para R\$39,0 milhões em 2004 é explicada pela pelo baixo nível dos investimentos realizados em 2003 e 2004.

A conta com a subvenção de CCC e CDE, caiu 5,1%, de R\$11,8 milhões em 2003 para R\$11,2 milhões em 2004. Essa variação deveu-se aos novos valores das subvenções determinados pelo órgão regulador.

Despesas Operacionais

Em 2004, as despesas operacionais da Companhia aumentaram 116,4%, de R\$55,5 milhões em 2003 para R\$120,1 milhões. Adicionalmente, como percentual da receita líquida, tais despesas aumentaram de 13,1% em 2003 para 22,8% em 2004. As Despesas Operacionais cresceram principalmente em virtude de:

- aumento de R\$17,4 milhões da Provisão para Devedores Duvidosos/ Perdas com Créditos Incobráveis quando comparado com o ano anterior, passando de R\$2,0 milhões em 2003 para R\$19,4 milhões em 2004, devido à alteração da política de provisionamento ocorrida após a troca do nosso controle acionário no primeiro trimestre de 2004 e a posterior avaliação dos maiores devedores que apresentavam um maior risco de inadimplência;
- aumento de R\$31,8 milhões da Provisão para Contingências quando comparado com o ano anterior, que passou de uma reversão de R\$4,3 milhões em 2003 para uma provisão de R\$27,5 milhões em 2004, também devido à alteração da política de provisionamento após a troca do nosso controle acionário, que gerou novas avaliações dos processos existentes por nós e pelos nossos assessores jurídicos;
- aumento de R\$7,0 milhões nas Despesas com Vendas, que cresceram 27,6% quando comparado com o ano anterior, passando de R\$25,4 milhões em 2003 para R\$32,4 milhões em 2004, devido ao lançamento da amortização da CVA acrescida do custo com racionamento no total de R\$7,2 milhões; e
- aumento de R\$12,3 milhões nas Despesas Administrativas, que cresceram 51,5%, de R\$23,9 milhões em 2003 para R\$36,2 milhões em 2004, devido a maiores despesas com serviços de terceiros e pessoal em função da retomada das atividades da Companhia que estavam limitadas pela intervenção da CEMAR em 2003.

Resultado do Serviço

Em 2004, o resultado do serviço da Companhia foi de R\$45,0 milhões, contra R\$50,9 milhões em 2003, representando uma redução de 11,6%. Esta diferença deveu-se basicamente ao aumento das despesas operacionais, conforme demonstrado acima.

Resultado de Participações Societárias

Em 2004, o resultado de Participações Societárias da Companhia foi uma receita R\$150,0 milhões, comparado a uma despesa de R\$9,8 milhões em 2003. Este resultado é fruto de:

- receita de equivalência patrimonial de R\$115,4 milhões correspondente ao prêmio de emissão da segunda série de debêntures da CEMAR. Este prêmio foi contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido da CEMAR; e
- ganho de capital de R\$44,4 milhões por variação de participação na CEMAR, dado que em 30 de abril de 2004, com a reestruturação financeira, houve uma redução na participação que a Companhia detinha na CEMAR de 89,59% para 64,96%, e que naquela data a CEMAR apresentava passivo a descoberto oriundo de prejuízos

acumulados. Esta redução de participação nos referidos prejuízos acumulados gerou o respectivo ganho de capital.

Receitas e Despesas Financeiras

Em 2004, o resultado financeiro da Companhia foi negativo em R\$74,3 milhões (constituído por receitas financeiras de R\$55,6 milhões e despesas financeiras de R\$129,9 milhões), contra um resultado financeiro negativo de R\$98,7 milhões em 2003 (constituído por receitas financeiras de R\$41,7 milhões e despesas financeiras de R\$140,3 milhões), representando uma melhora de 24,7% no comparativo entre os períodos. Esta melhora deveu-se essencialmente ao efeito positivo de conclusão do processo de reestruturação financeira, com destaque para:

- capitalização de aproximadamente R\$125,0 milhões de créditos detidos pela Equatorial e a Eletrobrás na CEMAR;
- capitalização de R\$30,0 milhões em espécie pela Equatorial na CEMAR;
- emissão da segunda série de debêntures em setembro, que teve como consequência a redução do endividamento privado da Companhia em R\$177,6 milhões; e
- amortização à vista de R\$21,2 milhões de dívidas junto à Eletronorte.

Resultado Não Operacional

O resultado não operacional da Companhia em 2004 ficou negativo em R\$1,7 milhão, contra um resultado não operacional negativo de R\$5,3 milhões em 2003, representando uma melhora de R\$3,6 milhões no comparativo entre os períodos. Tal resultado foi devido, basicamente, ao reconhecimento das perdas na desativação de bens e direitos, somados as perdas com materiais e outras despesas operacionais que, em 2003, atingiu o montante de R\$5,8 milhões.

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Em 2004, como em 2003, a Companhia não teve despesas com impostos devido ao prejuízo apresentado pela CEMAR no período.

Participação de Acionistas Não Controladores

Em 2004, nossa Participação de Acionistas Não Controladores apresentou uma receita de R\$3,9 milhões referentes à participação de acionistas não controladores na CEMAR, contra uma receita de R\$5,5 milhões em 2003. Em 31 de dezembro de 2004, a Eletrobrás representava 98,1% dos acionistas minoritários da CEMAR.

Lucro do Exercício

Em 2004, o lucro do exercício da Companhia foi de R\$122,9 milhões, representando uma margem líquida de 23,4%, revertendo o resultado de 2003, quando a Companhia apresentou um prejuízo de R\$57,2 milhões.

EBITDA

Em 2005, a Companhia alcançou o EBITDA de R\$188,6 milhões, comparado a R\$85,4 milhões em 2004, o que representou um aumento de 120,3% na comparação entre os períodos. O resultado alcançado aumentou a margem EBITDA de 16,2% em 2004 para 28,3% em 2005. O EBITDA de R\$85,4 milhões em 2004 foi 8,4% inferior ao registrado em 2003, que foi de R\$93,2 milhões. A margem EBITDA em 2003 foi de 22,0%.

Demonstramos a seguir a composição do EBITDA da Companhia para os anos de 2005, 2004 e 2003.

CONCILIAÇÃO DO EBITDA

(Valores em R\$ mil)

EBITDA	2005	2004	2003
Lucro (Prejuízo) Líquido de Acordo com os Princípios Contábeis Brasileiros	228.846	122.928	(57.219)
Adicionando:			
Participação dos Acionistas Não Controladores	127.971	(3.861)	(5.518)
Provisões de Impostos (IR, CSLL e Crédito Fiscal Diferido)	(241.875)	-	-
Resultado Não Operacional	(705)	1.670	5.250
Resultado Financeiro	21.651	74.259	98.660
Resultado de Participações Societárias	2.811	(150.012)	9.756
Depreciação e Amortização	49.855	40.383	42.244
EBITDA	188.554	85.367	93.173

O EBITDA representa o Lucro (Prejuízo) Líquido acrescido de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização. EBITDA não é uma medida sob as práticas contábeis brasileiras ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerado como alternativa ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA por nós calculado, pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

Investimentos

Em 2005, o investimento em ativos permanentes da Companhia, incluindo o Programa Luz para Todos, foi de R\$232,4 milhões (no ano de 2004 não houve investimento no Programa Luz para Todos). Desses investimentos, R\$112,5 milhões correspondem aos investimentos diretos realizados no âmbito do Programa Luz para Todos. O saldo foi investido da seguinte maneira: R\$51,6 milhões na manutenção da rede e substituição de sistemas de distribuição em fim de vida útil, R\$52,8 milhões na expansão, R\$12,5 milhões na modernização de equipamentos e sistemas, e R\$3,0 milhões em outras áreas.

Em 2004, o investimento em ativos permanentes da Companhia foi de R\$49,0 milhões, contra um investimento de R\$31,5 milhões em 2003, representando um crescimento de 55,6%. A capacidade de investimentos da Companhia em 2004 foi limitada, em função da troca do controle da Companhia ter ocorrido em maio daquele ano. Portanto, os investimentos ocorreram somente no segundo semestre daquele ano. Em 2004, foram investidos R\$27,4 milhões na manutenção da rede e substituição de sistemas de distribuição em fim de vida útil, R\$17,2 milhões na expansão, R\$3,3 milhões na modernização de equipamentos e sistemas e R\$1,1 milhão em outras áreas.

Em 2004, a CEMAR aderiu ao Programa Luz para Todos, cujo objetivo é universalizar o atendimento dos consumidores da zona rural até 2008. Em 2004 e 2005, como agente executor, a CEMAR recebeu R\$122,3 milhões de recursos federais, sendo R\$106,0 milhões de repasses da CDE, na modalidade de subvenção econômica e R\$16,3 milhões de repasses da RGR, na modalidade de financiamento. Com esses recursos a CEMAR ligou, ao final de 2005, mais de 40.000 consumidores (o que representa em 2005 de 3,4% da base de clientes). Até o ano de 2008, o programa tem como meta ligar os 250.000 consumidores rurais sem acesso à energia elétrica (adição de 21,5% na base de clientes). A continuidade da execução do PLPT no Maranhão depende da assinatura de novos contratos para o repasse de recursos pela Eletrobrás, que ainda estão em negociação.

Para 2006, esperamos investir aproximadamente R\$117,1 milhões alocados da seguinte maneira: R\$65,4 milhões na manutenção da rede e substituição de sistemas de distribuição em fim de vida útil, R\$25,0 milhões na expansão, R\$17,9 milhões na modernização de equipamentos e sistemas, principalmente devido à instalação do novo sistema corporativo da Companhia, e R\$8,8 milhão em outras áreas. Adicionalmente, pretendemos destinar em 2006, condicionado a assinatura dos respectivos contratos e ao repasse dos respectivos recursos pela Eletrobrás e/ou Governo do Estado do Maranhão, R\$244,2 milhões aos investimentos diretos no PLPT.

A tabela abaixo demonstra os investimentos da Companhia nos períodos indicados:

R\$ milhões	2006E	2005	2004	2003
Manutenção da Rede e Substituição de Sistemas	65,4	51,6	27,4	16,5
Expansão ⁽¹⁾	25,0	52,8	17,2	9,5
Equipamentos e Sistemas	17,9	12,5	3,3	2,9
PLPT ⁽²⁾	244,2	112,5	0,0	0,0
Outros	8,8	3,0	1,1	2,6
TOTAL	361,3	232,4	49,0	31,5

E – Esperado

(1) Também considera os custos indiretos com o Programa Luz para Todos (PLPT)

(2) Considera apenas os custos diretos do Programa Luz para Todos (PLPT)

A informação constante desta tabela para o ano de 2006 reflete nossa atual expectativa. No entanto não estamos obrigados a investir os valores descritos acima. Os custos reais dos investimentos poderão variar significativamente baseados na evolução do mercado, da inflação, da oferta e de outros fatores.

Liquidez e Recursos de Capital

Necessidade de Recursos e Compromissos Contratuais

Para atingirmos as metas definidas em nossa estratégia corporativa e gerarmos recursos para o cumprimento de nossas obrigações financeiras, necessitamos:

- financiar investimentos para aquisição de outras companhias;
- financiar investimentos da Companhia, mais especificamente em expansão e melhoramentos da rede de distribuição, em redução de perdas comerciais de energia elétrica e nos programas de modernização e universalização;
- realizar outros investimentos e capital de giro;
- amortizar o endividamento já contratado da Companhia; e
- pagar dividendos.

Fontes de Recursos

As principais fontes de geração de caixa da Companhia são:

- atividades operacionais; e
- captação de recursos.

Entre os anos de 2003 e 2005, a Companhia vem apresentando uma reversão significativa na sua capacidade de geração de caixa operacional. Podemos observar que em 2005, ocorreu um aumento no EBITDA, atingindo o montante de R\$188,6 milhões em 2005, contra R\$85,4 milhões em 2004, representando um aumento de 120,3%. Este incremento ocorreu principalmente em decorrência do crescimento de mercado, do aumento tarifário e da redução das despesas gerenciáveis durante o período.

Condições do Endividamento a Vencer

Em 2005, a parcela do endividamento de curto prazo da Companhia correspondia a 6,3% do endividamento total, enquanto que em 2004, este endividamento representava 6,6% do total da dívida naquele ano. Em 2005, os compromissos em moeda estrangeira representaram 3,4%, e no ano anterior, sob o mesmo parâmetro, o índice da Companhia era de 3,9%.

Endividamento Líquido

Em 2005, o endividamento líquido da Companhia foi de R\$350,0 milhões, enquanto que em 2004 era de R\$438,1 milhões, representando uma redução de 20,1%. Já comparativamente a 2003, a redução em 2005 foi de 44,7%, o que reflete integralmente os benefícios da reestruturação do endividamento da CEMAR.

	2005	Part. %	2004	Part. %	2003	Part. %
PASSIVO						
Dívida de Curto Prazo	31.783	6,3%	38.672	6,6%	35.930	48,2%
Encargos da Dívida	199	0,0%	567	0,1%	27.262	3,9%
Empréstimos e Financiamentos	25.321	5,0%	31.320	5,4%	200.495	28,8%
Debêntures	6.263	1,2%	6.785	1,2%	34.476	5,0%
Empréstimos de Controladores e Coligadas	-	0,0%	-	0,0%	73.697	10,6%
Dívida de Longo Prazo	72.558	93,7%	543.206	93,4%	360.305	51,8%
Empréstimos e Financiamentos	455.100	90,2%	520.041	89,4%	210.305	30,2%
Debêntures	17.458	3,5%	23.165	4,0%	150.000	21,5%
DÍVIDA TOTAL	504.341		581.878		96.235	
ATIVO						
Disponibilidades e Aplicações Financeiras	154.297		143.723		63.002	
DÍVIDA LÍQUIDA	350.044		438.155		633.233	

Financiamentos Relevantes

A seguir, relacionamos os contratos de financiamento da Companhia:

(Valores em R\$mil)

Composição da Dívida da Companhia Energética do Maranhão								
Descrição	Objetivo	Vencimento Final	Encargos Financeiros 31/12/2005	Curto Prazo 31/12/2005	Longo Prazo 31/12/2005	Saldo em 31.12.2005	Saldo em 31.12.2004	Saldo em 31.12.2003
Eletrobrás				2.116	264.588	266.704	244.513	255.822
RES 150/00-2035/00	Renegociação de Dívida	30/12/2015	IGP-M + 13,4%aa		78.082	78	71.295	62.377
RES 150/00-2033/00	Renegociação de Dívida	30/12/2015	RGR + 6,8%aa		2.511	2.511	2.411	2.290
RES 150/00-2034/00	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 9,4%aa		41.217	41.217	38.883	35.355
ECF - 1510/97	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 14,0%aa		482	482	443	386
ECF - 1639/97	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 11,5%aa		5.724	5.724	5.331	4.749
ECF - 1645/97	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 13,6%aa		976	976	897	785
ECF - 1960/99	Renegociação de Dívida	30/12/2023	IGP-M + 4,0%aa	292	113.635	113.927	109.102	94.568
ECF - 1907/99	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 11,0%aa		810	810	757	681
ECF - 1908/99	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 9,4%aa		6.464	6.464	6.098	5.527
ECF - 1473/97	Renegociação de Dívida	30/12/2015	RGR + 13,6%aa		193	193	178	160
ECF - 027/04	Cobertura dos custos diretos das obras do Prog. Luz para Todos	30/12/2016	RGR + 6,0%aa	1.824	14.492	16.316	9.118	0
Ecoss - 2213								48.944
Eletronorte				18.839	145.231	164.070	173.540	61.441
Eletronorte - Protocolo	Renegociação de Dívida	30/8/2015	IGP-M + 12,0%aa		83.139	83.139	75.891	
Eletronorte - Suprimento	Renegociação de Dívida	30/4/2009	IGP-M + 12,0%aa	18.839	62.092	80.932	97.649	61.441
Tesouro Nacional	Renegociação de Dívida	11/4/2024	US\$ + (Libor/Sem+jrs)	1.384	15.814	17.198	21.263	25.060
Fascemar	Renegociação de Dívida	2/3/2015	102% CDI	3.174	24.239	27.413	25.136	23.677
Unibanco	Capital de Giro	28/8/2004	SELIC	0	0	0	0	20.775
Banco do Brasil - C -G	Capital de Giro	16/2/2004	SELIC	0	0	0	0	232
Banco ABC Brasil	Capital de Giro	1/12/2003	SELIC	0	0	0	0	6.753
Dresdner	Capital de Giro	1/12/2003	SELIC	0	0	0	0	12.321
BankBoston - Retorno Fixo	Capital de Giro	1/12/2003	SELIC	0	0	0	0	15.090
PPL	Mútuo do Controlador Investimentos na Distribuição e Redução de Perdas	28/2/2003	SELIC	0	0	0	0	73.697
Debêntures 1ª Emissão	Distribuição e Redução de Perdas	1/6/2003	CDI +1,7%aa	0	0	0	0	184.475
Debêntures 2ª Emissão	Renegociação de Dívida	1/6/2009	Bônus + 12%aa	6.263	17.458	23.721	29.950	0
BNDES				0	0	0	13.208	16.890
BNDES - Acordo Setor	Suprimentos de recursos	15/1/2006	SELIC + 1,0%AA	0	0	0	6.421	16.890
BNDES - CVA	Suprimentos de recursos	15/9/2006	SELIC + 1,0%AA	0	0	0	6.787	0
Concordia CVA	Compra/Venda de Debêntures	30/12/2023	IGP-M + 12,0%aa	3	2.614	2.618	2.416	0
Fundo CCV	Compra/Venda de Debêntures	30/12/2023	IGP-M + 12,0%aa	3	2.614	2.618	2.416	0
TOTAL DA DÍVIDA				31.783	472.558	504.342	512.442	696.235

a. Contratos celebrados com a Eletrobrás

Os contratos com a Eletrobrás referem-se basicamente aos recursos para construção de linhas de transmissão e de subestações, para o Programa de Supervisão, Automação e Controle – SAC e ao Programa de Conservação de Energia. Os financiamentos estão garantidos por vinculação das receitas da CEMAR e, em alguns casos, por notas promissórias. Esses contratos não contam com garantia de fiança da Equatorial. Não existe cláusula prevendo a liquidação antecipada das parcelas de amortização a vencer.

Os financiamentos com a Eletrobrás, no montante de R\$256,0 milhões, foram renegociados em 2004 nas seguintes bases:

- capitalização de R\$55,0 milhões, convertidos em aproximadamente 34% do capital social da CEMAR, representado por 34% das ações ordinárias e 34% das ações preferenciais, ao preço de R\$0,01 por lote de mil ações da CEMAR; e
- repactuação do saldo remanescente, no montante de R\$201,0 milhões (em valores de 31 de dezembro de 2003), para pagamento em um prazo de até 20 anos, mantidas predominantemente a remuneração e as garantias asseguradas nos instrumentos contratuais vigentes naquela data.

A CEMAR também firmou com a Eletrobrás um contrato de financiamento e concessão de subvenção visando a abertura de um crédito para a cobertura dos custos com o “Programa Luz para Todos”, conforme descrito na Seção “Atividades da Companhia – Programa Luz para Todos”.

b. *Contratos celebrados com a Eletronorte*

Fornecimento de energia: Durante o 2º trimestre de 2004, as diferenças acumuladas relativas às faturas de junho a dezembro de 2001, relacionadas aos ajustes com o racionamento de energia adquirida para o período de janeiro a março de 2002 e as diferenças das faturas de abril a julho de 2002, acrescidas dos respectivos encargos, com saldo atualizado até 14 de abril de 2004, no montante de R\$120,3 milhões, foram objeto de renegociação, através do “Termo de Ajuste e Obrigações que entre si fazem a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte”, celebrado em 27 de abril de 2004, que estabeleceu: (i) o pagamento em 7 de maio de 2004, do montante de R\$21,2 milhões, corrigido monetariamente pelo IGP-M e acrescido dos juros nominais de 12% a.a. pró-rata dia; e (ii) o saldo remanescente, de R\$99,0 milhões, está sendo corrigido monetariamente pelo IGP-M, acrescido dos juros nominais de 12% a.a., e está sendo pago em 60 parcelas mensais e sucessivas, calculadas pelo Sistema Francês de Amortização, com vencimento no dia 27 de cada mês, a partir de 27 de maio de 2004.

Transferência de ativos: O saldo devedor existente com a Eletronorte foi parcialmente quitado com a transferência dos ativos correspondentes às instalações integrantes de seu sistema de 230 KV, conforme Termo Definitivo de Transferência de Bens, Direitos e Instalações por Dação em Pagamento Parcial e Repactuação da Forma de Quitação de Débito Remanescente “Protocolo” celebrado em 31 de março de 2000, e aditado em 31 de janeiro de 2002. A diferença remanescente resultou numa obrigação na qual a CEMAR ofereceu como garantia a vinculação de até 25% de suas receitas líquidas. Em 27 de abril de 2004, foi repactuada a dívida, conforme descrito a seguir: (i) saldo devedor de R\$61,4 milhões, atualizados até 31 de dezembro de 2003 pela variação do IGP-M; (ii) prazo de vencimento de 12 anos; (iii) carência de 03 (três) anos de amortização do principal; e (iv) juros nominais de 12% a.a. mais a correção monetária pelo IGP-M.

Esses contratos não contam com garantia de fiança da Equatorial. De acordo com a cláusula 6ª de ambos os contratos, a CEMAR conta com a possibilidade, a qualquer tempo, de liquidação antecipada, parcial ou total, das parcelas de amortização a vencer.

c. *Contratos celebrados com ao Secretaria do Tesouro Nacional*

O saldo da dívida com o Tesouro Nacional refere-se aos financiamentos dos contratos de médio e longo prazo e aos juros devidos aos bancos comerciais e outros credores estrangeiros, não depositados no Banco Central do Brasil, nos termos das Resoluções CMN nº 1.541/88 e nº 1.564/89, que foram objeto de permuta por bônus emitido pela União. Essas dívidas estão garantidas por receitas de fornecimento de energia da CEMAR. Esse contrato não conta com garantia de fiança da Equatorial. Não existe cláusula prevendo a liquidação antecipada das parcelas de amortização a vencer.

d. *Contratos celebrados com a Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR – FASCEMAR*

A FASCEMAR é uma entidade fechada de previdência privada, na qual participam a maioria dos colaboradores da CEMAR que aderiram ao plano de benefícios. Tais benefícios são custeados por contribuições dos seus participantes e da CEMAR, na qualidade de patrocinadora.

Em 20 de março de 2001, foi repactuado o contrato de confissão de dívida entre a CEMAR e FASCEMAR, cujo fato gerador foi a dívida que a CEMAR detinha junto à Fundação, proveniente das retenções e dos atrasos nos repasses de suas contribuições como patrocinadora. Esse débito, consolidado em 31 de dezembro de 2005, correspondia ao montante de R\$27,4 milhões (31/12/2004 – R\$25,1 milhões), sendo R\$3,0 milhões correspondentes à parcela de curto prazo (R\$1,2 milhão em 31/12/2004), e está garantido por receitas de fornecimento de energia da CEMAR.

Esses contratos não contam com garantia de fiança da Equatorial. Não existe cláusula prevendo a liquidação antecipada das parcelas de amortização a vencer.

A dívida resultante deste contrato tem seu pagamento mediante a antecipação de R\$1,0 milhão em 4 parcelas e mais 168 prestações mensais e consecutivas, desde abril de 2001, com incidência de juros correspondentes a 102% do CDI.

Além da dívida mencionada acima, a CEMAR mantém saldo para fazer face às obrigações com a patrocinadora, em seu exigível de longo prazo, no montante de R\$11,7 milhões (R\$10,2 milhões em 31/12/2004), que reflete os efeitos da Deliberação CVM nº 371/00. É de responsabilidade da CEMAR, como patrocinadora da FASCEMAR, o aporte de

recursos necessários à prestação dos benefícios que correspondem ao tempo de serviço vinculado à previdência oficial e que seja anterior a data de inscrição dos seus empregados na Fundação. Tais recursos são calculados de acordo com as premissas atuariais estabelecidas por especialistas contratados pela CEMAR e que levam em conta o valor presente das obrigações da CEMAR, o valor justo dos ativos do plano de benefícios, das contribuições dos empregados e dos custos relacionados.

e. Contrato celebrado com o Banco do Nordeste do Brasil - BNB

A CEMAR em 23 de novembro de 2005, contratou um financiamento de R\$136,1 milhões junto ao BNB, lastreado por recursos do fundo FNE-PROINFA. Não houve liberação de recursos até a data desse prospecto. O custo deste financiamento é de 14% ao ano, com bônus de adimplemento de 15% aplicável se os pagamentos de juros e amortizações forem efetuados dentro das datas contratadas, resultando num custo efetivo de 11,9% nominal ao ano (sem incidência de correção monetária). O prazo total deste financiamento é de 11 anos, com carência de 3 anos e amortização de 8 anos. Estes recursos são garantidos por cartas de fiança bancária, intervenientes fiadores, recebíveis e investimentos subordinados, e se destinam a financiar principalmente os investimentos da CEMAR em expansão do sistema de sub-transmissão e distribuição, redução de perdas comerciais, modernização tecnológica e outros programas. De acordo com os termos desse contrato, a CEMAR conta com a possibilidade, a qualquer tempo, de liquidação antecipada, parcial ou total, das parcelas de amortização a vencer.

f. Segunda Emissão de Debêntures

Características da Emissão. A CEMAR emitiu, conforme a “Escritura da Segunda Emissão Pública de Debêntures, Conversíveis em Ações e com Garantia Flutuante da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR”, datada de 02 de setembro de 2004 e aditada em 10 de novembro de 2004, mediante a nomeação e constituição de Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. como Agente Fiduciário (“Escritura da Segunda Emissão”) 73.642 debêntures, na forma escritural, da espécie com garantia flutuante (limitada, conforme orientação da ANEEL ao produto de eventual indenização dos bens reversíveis na hipótese de extinção da Concessão detida pela CEMAR, até o valor dos débitos não liquidados com os detentores das debêntures) e em série única, com valor nominal total de R\$73,6 milhões, e prêmio de emissão total de R\$163,7 milhões, perfazendo o valor de emissão total de R\$237, 4 milhões. O saldo remanescente das debêntures em 31 de dezembro de 2005 era de R\$23,7 milhões.

De acordo com os termos da Escritura da Segunda Emissão, o valor nominal unitário das debêntures está sujeito à amortização programada prevista em 61 parcelas mensais e consecutivas a contar de 16 de setembro de 2004, a data de emissão das debêntures, sendo a última devida em 16 de setembro de 2009, a data de vencimento das debêntures. Sobre o Valor Nominal Unitário incidem, a partir de 16 de setembro de 2004, juros remuneratórios de 12% (doze por cento) ao ano, pagos mensalmente quando do pagamento das parcelas relativas à amortização programada das debêntures. Adicionalmente as debêntures fazem jus a um bônus de continuidade (em contrapartida aos créditos cedidos à CEMAR mediante a subscrição e a integralização das debêntures, a que os debenturistas fazem jus a cada 12 meses a contar da data de emissão das debêntures) , apurado conforme a seguinte fórmula:

$$Bônus_m = \sum_{n=m-11}^m \left[(Amort_n + Juros_n) \times \left(\frac{NIIGPM_n}{NIIGPM_0} - 1 \right) \right]$$

Onde:

$Bônus_m$ = Valor em reais a ser pago no m-ésimo mês contado da Data de Emissão, inclusive, sendo m igual a 12, 24, 36, 48 ou 60, conforme o mês da data de pagamento do Bônus;

$Amort_n$ = Valor em reais da n-ésima parcela de amortização (conforme mencionado no item “Amortização Programada” acima);

$Juros_n$ = Valor em reais da n-ésima parcela de juros;

$NIIGPM_n$ = Valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês de pagamento de $Amort_n$;

$NIIGPM_0$ = Valor do número índice do IGP-M do mês anterior ao mês da emissão.

Resgate Antecipado Facultativo

A CEMAR pode resgatar antecipadamente as debêntures, a qualquer tempo, no todo ou em parte, por seu valor nominal unitário atualizado e ainda não amortizado, acrescido dos juros remuneratórios e do bônus de continuidade.

Condições de Conversibilidade.

As Debêntures somente poderão ser convertidas após 40 (quarenta) meses contados de sua data de emissão (“Data de Início da Conversão”) e dentro de um período único de 30 (trinta) dias contados a partir da Data de Início da Conversão. A conversão somente poderá ser exercida se a CEMAR atingir, de forma cumulativa, as seguintes metas de *performance*: (i) O EBITDA Anual da CEMAR no momento do exercício do direito de conversão (calculado com base nos balancetes dos últimos quatro trimestres aprovados pela CEMAR e revisados pelos seus auditores) for superior a 3 vezes o EBITDA da CEMAR do ano de 2004, corrigido a partir de 01 de janeiro de 2005 de acordo com a variação acumulada do IGP-M até a data do último balancete utilizado na apuração do EBITDA Anual da CEMAR acima referido, ou, na extinção ou invalidação deste, por qualquer outro índice que venha a substituí-lo, de modo mais similar ao IGP-M; (ii) a razão entre o Passivo Oneroso Líquido da CEMAR dividido pelo EBITDA Anual da CEMAR no momento do exercício do direito de conversão (calculado com base nas últimas informações financeiras trimestrais aprovadas pela CEMAR e revisadas pelos seus auditores independentes, disponibilizadas no site www.cvm.gov.br) for inferior a 1,0 (um); e (iii) a razão entre o EBITDA Anual da CEMAR no momento do exercício do direito de conversão (calculado com base nos balancetes dos últimos quatro trimestres aprovados pela CEMAR e revisados pelos seus auditores) e as despesas financeiras líquidas da CEMAR (calculadas com base nos balancetes dos últimos quatro trimestres aprovados pela CEMAR e revisados pelos seus auditores) for superior a 5.0 (cinco);². Observado o disposto acima, cada debênture da segunda emissão poderá ser convertida em um lote composto de 50% de ações preferenciais classe A e de 50% de ações preferenciais classe B, sem valor nominal, de emissão da CEMAR, com as vantagens previstas em seu Estatuto Social, e farão jus a dividendos integrais deliberados após sua respectiva data de conversão, sendo a quantidade total de ações do referido lote definida de acordo com a fórmula abaixo:

$$NA = \frac{ND \times NM \times 6,5334 + BC}{0,0187142} \times 1000$$

onde:

NA – número de ações a serem recebidas na conversão;

² Conforme definido na Escritura da 2ª Emissão:

Passivo Oneroso da CEMAR – significa os empréstimos e financiamentos da CEMAR, excluída (i) a dívida contraída perante o BNDES por conta da celebração do Acordo Geral do Setor Elétrico, e (ii) a dívida no montante de R\$93.511.548,72 (noventa e três milhões, quinhentos e onze mil, quinhentos e quarenta e oito reais e setenta e dois centavos) contraída perante a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás nos termos do Contrato ECF-1960/99, acrescida de todos e quaisquer encargos, juros e multas aplicáveis;

Passivo Oneroso Líquido da Cemar – significa o Passivo Oneroso da Cemar deduzindo-se (i) as disponibilidades da Cemar (inclusive caixa e aplicações financeiras), e (ii) os recebíveis decorrentes de subvenção a consumidores de energia elétrica da Subclasse Residencial Baixa Renda (conforme definido na legislação vigente);

Despesas Financeiras Líquidas da Cemar – significa as despesas financeiras líquidas da Cemar efetivamente desembolsadas no trimestre somadas às despesas financeiras líquidas da Cemar efetivamente desembolsadas nos três trimestres anteriores. Para os fins aqui tratados a Emissora fará com que sejam destacadas nas notas explicativas de suas demonstrações financeiras as despesas financeiras líquidas da Cemar efetivamente desembolsadas;

EBITDA Trimestral da Cemar – significa o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização no trimestre, excluídas as despesas não recorrentes. Para os fins aqui tratados a Emissora fará com que sejam destacadas nas notas explicativas de suas demonstrações financeiras as despesas recorrentes acaso incorridas; e

EBITDA Anual da Cemar – significa o EBITDA Trimestral da Cemar no trimestre somado ao EBITDA Trimestral da Cemar nos três trimestres anteriores.

ND – número de Debêntures a serem convertidas em ações;

NM – número de meses entre o mês da data de conversão das Debêntures e o sexagésimo mês após a primeira amortização das Debêntures; e

BC – bônus de continuidade a partir do trigésimo-sétimo mês após a primeira amortização das Debêntures, calculado pro rata temporis, multiplicado pelo percentual de debêntures a serem convertidas em ações.

Estimamos que o saldo devedor no 40º mês será de aproximadamente R\$9,6 milhões e que este montante representará menos de 2,5% do capital total da Cemar.

Vencimento Antecipado

Na ocorrência dos eventos abaixo elencados, o agente fiduciário deverá declarar o vencimento antecipado das debêntures e exigir o imediato pagamento do valor nominal das debêntures em circulação, acrescido da remuneração e bônus de continuidade devidos à época, ambos calculados *pro rata temporis*, assim como dos encargos moratórios aplicáveis:

(i) exceto se aprovado por debenturistas representando 75% das debêntures em circulação (a) a partir do ano de 2005, a apresentação, pela CEMAR, de quociente resultante da divisão do Passivo Oneroso Líquido da CEMAR pelo EBITDA Anual da CEMAR superior a 4,5; e (b), apresentação, pela CEMAR, a partir do ano de 2005, de quociente resultante da divisão do EBITDA Anual da CEMAR pelas Despesas Financeiras Líquidas da CEMAR inferior a 1,5, observando que os subitens acima somente acarretarão o vencimento antecipado das debêntures caso qualquer desses eventos ocorra por mais de dois trimestres consecutivos ou caso, após dois trimestres de ocorrência dos citados eventos, a CEMAR incorra na hipótese prevista no subitem (a) acima ao menos uma vez nos dois trimestres seguintes aos dois trimestres consecutivos de descumprimento;

(ii) transferência, direta ou indireta, do controle acionário da CEMAR até que seja paga pela CEMAR a primeira parcela de amortização das debêntures;

(iii) não pagamento dos valores das amortizações e juros mensais em atraso após notificação do agente fiduciário, que concederá 30 dias à CEMAR para que a mesma efetue o pagamento dos valores em atraso. A notificação de vencimento antecipado acima referida somente poderá ser realizada após o inadimplemento pela CEMAR de, ao menos, duas parcelas de amortização e juros mensais e a aprovação de 75% dos debenturistas em Assembléia Geral;

(iv) não pagamento do bônus de continuidade em atraso após notificação do agente fiduciário, que concederá 30 dias à CEMAR para que a mesma efetue o pagamento dos valores em atraso. A notificação de vencimento antecipado acima referida somente poderá ser realizada após o inadimplemento pela CEMAR por prazo superior a 60 dias, contados da respectiva data de vencimento, e a aprovação de 75% dos debenturistas em Assembléia Geral; ou

(v) extinção ou término da Concessão, independentemente da razão de tal fato.

Covenants - Debêntures CEMAR

<i>R\$ mil</i>					
		1T2005	2T2005	3T2005	4T2005
		mar/05	jun/05	set/05	dez/05
Dívida Bruta		512.014	506.405	501.580	503.982
(-) Dívida com BNDES		(2.192)	(3.824)	(2.145)	-
(-) Dívida com Eletrobrás		(111.616)	(112.726)	(111.905)	(113.927)
= Passivo Oneroso		398.206	389.855	387.530	390.055
(-) Disponibilidades		(111.444)	(95.697)	(109.560)	(155.084)
(-) Baixa Renda a Receber		(7.806)	(8.204)	(7.207)	(9.167)
= Passivo Oneroso Líquido	A	278.956	285.954	270.763	225.804
Resultado do Serviço		23.956	26.146	36.652	54.989
Depreciação		10.807	10.831	10.924	16.314
LAJIDA		34.763	36.977	47.576	71.303
Despesas Não Recorrentes		7.711	7.256	6.878	(13.489)
Contingências		300	1.234	2.674	61
Despesas com Reestruturação		1.932	1.129	1.252	1.547
Provisão para Devedores Duvidosos		(13.187)	(16.163)	(6.014)	(18.018)
Perdas com Créditos Incobráveis		16.791	19.941	8.732	3.232
Despesa com Revisão Tarifária		1.875	1.115	234	(311)
LAJIDA Ajustado Trimestral		42.474	44.233	54.454	57.814
LAJIDA Ajustado Anual	B	140.132	159.759	182.023	198.976
Desp. Fin. Líquida Trimestral		7.519	7.835	7.399	2.267
Desp. Fin. Líquida Anual	C	25.693	27.586	29.827	25.020
1º Covenant: <= 4,5	(A / B)	2,0	1,8	1,5	1,1
2º Covenant: >= 1,5	(B / C)	5,5	5,8	6,1	8,0

Perfil do Endividamento:

Em moeda estrangeira

<u>Moeda</u>	<u>Em US\$ mil</u>	<u>Varição 2005</u>	<u>Taxa de Juros</u>
Dólar norte-americano	7.347	-8,27%	Cesta de taxas min.LIBOR + 0,81%a.a. e max. 8% a.a.
Em 31.12.2005	7.347		
Em 31.12.2004	8.010		

Em moeda nacional

<u>Indexador</u>	<u>Em R\$ mil</u>	<u>Varição 2005</u>	<u>Taxa de Juros</u>
IGP-M	385.036	1,2%	min. 13,4% e max. 16,2%a.a.
FINEL	55.674	0,2%	min. 9,4% e max. 14%a.a.
RGR	19.020	0,0%	6,0%a.a.
CDI	27.412	19,0%	102% CDI
Em 31.12.2005	487.142		
Em 31.12.2004	491.179		

Obrigações Contratuais

A tabela abaixo apresenta o cronograma de pagamento para as nossas obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2005:

OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

<u>Consolidado</u>	<u>Pagamentos devidos por período (R\$ Milhões)</u>				
	<u>Obrigação Contratual</u>	<u>Total</u>	<u>Inferior a 1 ano</u>	<u>1 a 3 anos</u>	<u>3 a 5 anos</u>
Obrigações de Dívida a Longo Prazo ⁽¹⁾	615,9	31,1	87,0	118,4	379,5
Obrigações de Compra e Venda ⁽²⁾	2.984,0	262,8	627,2	777,1	1.316,9
Fornecedores	74,2	74,2	-	-	-
Outros ⁽³⁾	55,8	1,6	4,9	3,3	45,9
TOTAL	3.729,9				

⁽¹⁾ Inclui os pagamentos de todo o endividamento da Companhia.

Inferior a 1 ano - 2006; 1 a 3 anos - 2007, 2008; 3 a 5 anos - 2009 e 2010; Superior a 5 anos - 2011 a 2039

⁽²⁾ CEMAR: Considera as obrigações de compra e venda de energia elétrica. Não incluem os acordos de conexão, transmissão e transporte, os quais somavam, aproximadamente, R\$5,7 milhões, em 2005.

⁽³⁾ "Outros" incluem obrigações referentes aos benefícios pós-emprego excedentes aos ativos dos respectivos planos.

Transações Não Contabilizadas

Não somos parte de transações não contabilizadas.

Informações Quantitativas e Qualitativas sobre os Riscos de Mercado

Estamos expostos a diversos riscos de mercado, dentre os quais riscos de oscilação de taxas de juros e riscos cambiais. Não celebramos contratos de *hedge* devido nossa baixa exposição em moeda estrangeira. Não celebramos quaisquer contratos de derivativos para fins especulativos ou visando obter ganho financeiro.

Riscos de oscilação de taxas de juros

A Companhia tem baixa exposição à variação da taxa de juros, dado que em 31 de dezembro de 2005 registramos R\$27,4 milhões, o que representava 5,4% do endividamento total, em obrigações sobre as quais incidiam juros à taxa CDI.

Riscos relacionados à inflação

Em 31 de dezembro de 2005, R\$440,7 milhões de nosso endividamento de curto e longo prazos, ou 87,4% de nosso endividamento total, eram atrelados à variação do IGP-M, em comparação a R\$441 milhões de nosso endividamento de curto e longo prazo, ou 75,8% de nosso endividamento total em 31 de dezembro de 2004. O impacto de uma eventual elevação do IGP-M sobre o nosso endividamento tende a ser mitigado pelo fato de a Parcela B da nossa tarifa (parte da tarifa que cobre os custos gerenciáveis) ser também atrelada ao IGP-M.

REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

Histórico

A Equatorial, cuja anterior denominação, até a Assembléia Geral Extraordinária de 02 de fevereiro de 2006, era Brisk Participações S.A., foi constituída em 16 de junho de 1999 pela *PPL Global*, com o objetivo de participar do leilão de privatização da CEMAR, que foi constituída em 1958 com o objetivo de distribuir energia elétrica em todo o Estado do Maranhão.

Em decorrência da inclusão da CEMAR no Programa Nacional de Desestatização do Governo Brasileiro (“PND”), o Governo do Estado do Maranhão constituiu a Maranhão Investimentos S.A. (“MISA”), tendo como acionistas fundadores e subscritores do capital o Estado do Maranhão e a Usina Siderúrgica do Maranhão S.A. – USIMAR, que adquiriu o controle da CEMAR. Em 02 de abril de 1998, como parte do processo de privatização da CEMAR, o BNDESPAR adquiriu da MISA 33,2% do capital votante da CEMAR.

A CEMAR foi privatizada em 15 de junho de 2000, tendo sido adquirida pela *PPL Global LLC*, por meio de sua controlada indireta Equatorial.

Aquisição por Fundos Administrados pela GP Investimentos

A partir de 2001, a CEMAR passou a apresentar problemas econômico-financeiros, colocando em risco a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão. Em 21 de agosto de 2002, a ANEEL determinou a intervenção administrativa na CEMAR por 180 dias, prorrogada até 3 de maio de 2004. A ANEEL coordenou o processo de alienação do controle acionário da CEMAR como parte do processo de reestruturação da mesma.

Entre outubro de 2002 e abril de 2004, a GP Investimentos negociou com os principais credores da CEMAR, incluindo Eletrobrás e Eletronorte, o plano de reestruturação da CEMAR, que incluía a capitalização e a renegociação de suas dívidas. Esse plano de reestruturação foi aprovado pela ANEEL em 2 de fevereiro de 2004 e foi implementado em 30 de abril de 2004, quando a GP Investimentos adquiriu o controle da Equatorial.

Como parte do processo de reestruturação financeira foi realizado um aumento do capital social da CEMAR em aproximadamente R\$155,0 milhões, sendo R\$55,0 milhões realizado pela Eletrobrás, o que lhe garantiu 34,4% do capital total da CEMAR, e R\$100,0 milhões pela GP Investimentos, por meio da Equatorial, o que lhe conferiu 65,0% do capital total da CEMAR. Com a a capitalização, a Eletrobrás assinou em 30 de abril de 2004 um acordo de acionistas com a Equatorial que foi rescindido em 7 de março de 2006. (veja Seção “Reestruturação Societária – Entrada do Fundo Administrado pelo Pactual”).

Algumas questões relativas ao referido aumento de capital da CEMAR relacionadas à integralização, pela Equatorial, de ações com créditos até então detidos contra a CEMAR foram objeto de Reclamação, perante a CVM, por parte de certos acionistas minoritários. A Reclamação foi rejeitada em todas as instâncias daquela autarquia. Em 03 de janeiro de 2006, o Colegiado da CVM deliberou favoravelmente à CEMAR. Em 30 de março de 2006, a Equatorial tomou conhecimento da apresentação de pedido de reconsideração pelos Reclamantes, o qual está aguardando encaminhamento ao Colegiado da CVM.

Entrada do Fundo Administrado pelo Pactual

No segundo trimestre de 2005 começaram os entendimentos entre GP Investimentos e o Fundo Pactual, tendo sido o acordo de entendimento assinado em 5 de dezembro de 2005. Em 6 de dezembro de 2005, foi proposta para a ANEEL o plano de reestruturação societária envolvendo a Equatorial e a CEMAR e em 06 de março de 2006, a ANEEL aprovou a implementação do referido plano de reestruturação que contemplava a alienação indireta das ações representativas de 46,25% do capital total da Equatorial, incluindo 50% do poder de voto nas deliberações da companhia, para o Fundo Pactual, transação essa que foi efetivada em 07 de março de 2006. A CEMAR deverá encaminhar à referida agência, no prazo máximo de 120 (cento e vinte) dias contado da autorização, cópia do Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações e o Protocolo de cisão da SVM Participações e Empreendimentos Ltda. e de incorporação de parte do acervo cindido na Equatorial (então denominada Brisk Participações S.A.).

A alienação da participação acionária indireta da Equatorial para o Fundo Pactual nos termos do Acordo de Acionistas da CEMAR conferiu à Eletrobrás o direito de alienar à Equatorial a totalidade das ações de emissão da CEMAR de que era titular por R\$100,1 milhões. A Eletrobrás manifestou, em 06 de janeiro de 2006, não ter interesse em exercer este direito. Portanto, o Acordo de Acionistas da CEMAR, por força de regra nele próprio expressa, deixou de vigorar em 7 de março de 2006, após a alienação indireta 46,25% do capital total da Brasil Energia I, incluindo 50% do poder de voto nas deliberações da companhia, para o Fundo Pactual, pelo valor em dólares equivalente a R\$87,5 milhões, como descrito acima.

Atual Participação Equatorial

Em 07 de março de 2006 foi aprovada a cisão parcial da SVM Participações e Empreendimentos Ltda. (“SVM”), sendo que a parcela cindida, constituída pela sua participação na Equatorial, foi vertida, através de incorporação, para a própria Equatorial, passando, a Brazil Development Equity Investment, LLC (“BDEI”) a ser titular das ações de emissão da Equatorial que até então pertenciam a SVM. O prazo constante do artigo 1.122 da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (“Código Civil Brasileiro”) terminará 90 dias após a publicação deste ato societário.

Posteriormente, a BDEI, já detentora de 100% das ações da Brasil Energia I, aumentou o capital social da Brasil Energia I, conferindo-lhe a totalidade das ações de emissão da Equatorial, por ela recebida em função da cisão parcial da SVM. Dessa forma, a Brasil Energia I passou a deter 100% do capital social da Equatorial.

No dia 08 de março de 2006, foi aprovado o aumento no capital social da Equatorial, com a emissão de 4.985.674 ações ordinárias e 3.610.314 ações preferenciais, mediante a capitalização de créditos no valor de R\$30 milhões, detidos pela Tordezilhas S.A., subsidiária integral da Brasil Energia I. Nessa mesma data foi aprovada, ainda, a conversão, em ações ordinárias, de 11.337.233 ações preferenciais de propriedade da Brasil Energia I, na proporção de 1 ação ordinária para 1 ação preferencial.

Posteriormente, o capital social da Equatorial sofreu novos aumentos em função do exercício das opções de compra objeto do Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e do Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e da capitalização de reservas de lucro, conforme Demonstrações Financeiras da Equatorial referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2005.

Na data deste prospecto, o capital social da Equatorial é de R\$527.617.088,75, dividido em 89.835.220 ações ordinárias e 68.439.957 ações preferenciais.

Na data deste prospecto, a Equatorial detém 10.439.604.130.009 ações ordinárias, 76.869.849.628 ações preferenciais Classe A e 100.844.380.192 ações preferenciais Classe B da CEMAR, representativas de 65,40% do seu capital total.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

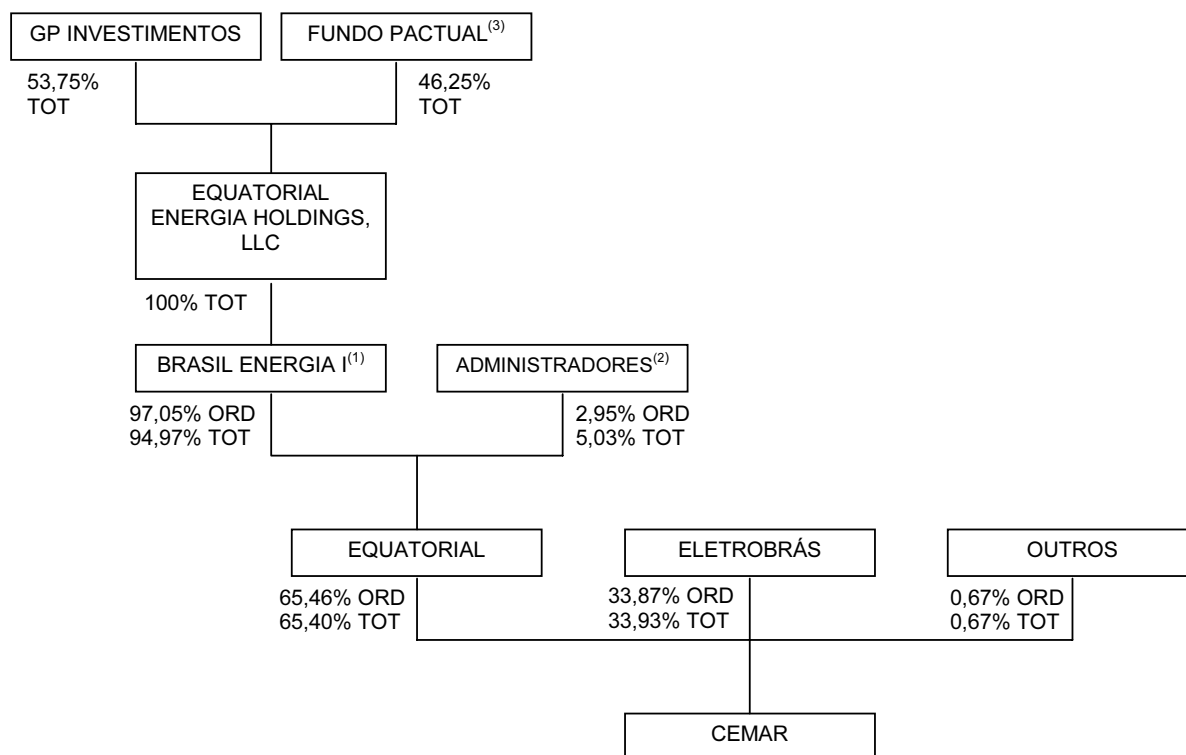
Visão Geral

A Equatorial é uma sociedade *holding* que tem como principal estratégia a expansão de sua operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Essas regiões reúnem 20 dos 27 estados brasileiros (7 na região Norte, 9 na região Nordeste e 4 região Centro-Oeste) com mais de 76,3 milhões de habitantes, representando 42,6% da população nacional em 2003. Segundo o IBGE, essas regiões representaram 26,3% do PIB nacional (região Norte – 5,0%, região Nordeste – 13,8% e região Centro-Oeste – 7,5%) em 2003 comparado com 25,9% no ano anterior (região Norte – 5,0%, região Nordeste – 13,5% e região Centro-Oeste – 7,4%).

Atualmente, através da CEMAR, atuamos no estado do Maranhão, com uma área de abrangência de 333.366 km², correspondendo a 3,91% do território nacional, e com uma população estimada em 5,6 milhões de habitantes, equivalente a 3,3% da população brasileira. Segundo a ABRADÉE, a Companhia é a segunda maior distribuidora de energia elétrica do Nordeste em extensão de área de concessão, com 21,4% do total da extensão do Nordeste, a quarta em termos de número de consumidores, com 9,0% do total do Nordeste e a quinta em termos de consumo de energia, com 7,0% do total do Nordeste.

Em 2005, a Companhia distribuiu 2.797 GWh, representando um crescimento de 7,7% em relação a 2004. Durante o ano de 2005, foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes da Companhia, elevando a quantidade absoluta de consumidores de 1.161.283 no final de 2004 para 1.254.399 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 - já considerados os desligamentos dos consumidores existentes - o que representou um aumento de 8,0%. Em 2005, a composição de nossa receita de fornecimento às classes de consumo foi a seguinte: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

O quadro a seguir mostra uma visão geral da nossa estrutura societária antes do fechamento da Oferta, sem considerar o efeito da potencial emissão de ações pela Equatorial e pela CEMAR, em consequência das opções ainda não exercidas do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e do Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR.



(1) Inclui Tordezilhas S.A., sua subsidiária integral.

(2) Inclui o total de 2.654.579 ações ordinárias e 5.309.150 ações preferenciais de emissão da Equatorial detidas por administradores da CEMAR e da Equatorial, alguns dos quais são Acionistas Vendedores. Vide “Principais Acionistas e Acionistas Vendedores”

(3) A participação acionária do Fundo Pactual, de 46,25% do capital total da Equatorial Holdings LLC, inclui 50% do poder de voto nas deliberações da companhia.

Pontos Fortes

Acreditamos que o nosso desenvolvimento e perspectiva futura refletem os seguintes pontos fortes:

Potencial de Crescimento Significativo.

Acreditamos que os mercados das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste proporcionam excelentes oportunidades para a expansão dos nossos negócios devido ao crescimento superior à média brasileira de demanda por energia elétrica e a oportunidade para aquisição de empresas existentes.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia elétrica cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de 3,5%.

Aquisições de empresas existentes poderão incrementar o crescimento de nossas atividades, especialmente no caso de companhias com capacidade de investimento atualmente limitada e que, a partir de sua reestruturação, possam explorar o potencial de crescimento dos mercados em que atuam.

Em 2005, devido ao crescimento econômico na região, aos resultados já obtidos a partir de nossa reestruturação e ao incremento dos investimentos em nossas operações, nosso crescimento de energia vendida foi de 7,7% em relação a 2004, frente a um crescimento de 2,9% de 2004 em relação a 2003.

Capacidade Financeira

Nossa dívida líquida total é aproximadamente de R\$350,0 milhões, com um prazo médio de 10 anos. O serviço da dívida possui cronograma diferenciado, segundo o qual parte dos juros anuais é pago e parte é capitalizado ao principal até 2009. Uma parcela significativa desta dívida, aproximadamente 23,1%, no montante de R\$93,5 milhões, tem prazo total de amortização de 18 anos e custo financeiro equivalente a IGP-M mais 4% ao ano. Cerca de 90% da dívida é corrigida pelo IGP-M, o mesmo índice que atualmente corrige a parcela gerenciável de nossas tarifas. Caso haja uma alteração do índice de correção das tarifas, está previsto nos contratos que o indexador do endividamento será alterado da mesma forma.

Nosso EBITDA alcançou R\$188,6 milhões em 2005, com um crescimento de 120,3% em relação a 2004. O nosso índice de alavancagem, medido pela relação entre nossa dívida líquida e EBITDA era de 1,9 em 31 de dezembro de 2005, sendo mais um indicativo da capacidade financeira da Companhia, fator diferencial para a continuidade do processo de investimento e crescimento futuro.

Administração profissional, com experiência em reestruturações financeiras e operacionais

A Equatorial conta com profissionais capacitados e com experiências complementares para executar sua estratégia de crescimento via consolidação e aumento de rentabilidade por meio de reestruturação. Na área financeira, contamos com profissionais com larga experiência em fusões, aquisições e reestruturações financeiras, com mais de 10 anos de atuação nos segmentos de finanças corporativas e *private equity*. Na área operacional, temos profissionais com experiência no setor, que participaram de reestruturações operacionais em outras concessionárias privatizadas, tendo atingido importantes ganhos de eficiência e de rentabilidade. Os principais membros da administração lideraram juntos o processo bem sucedido de reestruturação na CEMAR e participam do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, concebido para alinhar os seus interesses com os dos acionistas da Equatorial.

Como resultado desta complexa reestruturação, nosso lucro líquido em 2005 foi de R\$228,8 milhões e de R\$122,9 milhões em 2004, revertendo o prejuízo de R\$57,2 milhões em 2003, e mostrando uma melhora consistente da lucratividade da Companhia.

Cultura e Modelo de Gestão Voltados para Resultados

A Equatorial possui uma cultura corporativa voltada para resultados, com uma clara visão, sólidos valores e metas objetivas. Nosso modelo de gestão tem como objetivo proporcionar eficiência operacional e rentabilidade diferenciadas. Este modelo é baseado em um forte controle orçamentário, na disciplina financeira, na atração e retenção de profissionais qualificados, no estabelecimento de metas individuais, na atualização tecnológica e na remuneração variável para alinhamento de interesses entre os acionistas e os administradores.

Implementamos com sucesso este modelo na CEMAR. Ao assumirmos o seu controle, reavaliamos todas as despesas e investimentos previstos, renegociamos os contratos relevantes, definimos um orçamento detalhado para despesas e investimentos e implementamos um rígido sistema para seu controle, centralizamos o caixa e todo o processo de compras, atualizamos os principais sistemas que impediam ganhos de produtividade, redesenhamos os principais processos, readequamos a força de trabalho e tercerizamos atividades acessórias.

Em 2005, o resultado da adoção deste modelo pela CEMAR pôde ser observado pelo ganho de produtividade medido pela redução das despesas gerenciáveis por consumidor de 18,8% em relação a 2003 (de R\$119,54 para R\$97,11), das despesas gerenciáveis por MWh faturado de 17,6% em relação a 2003 (de R\$52,9 para R\$43,6) e do ganho de eficiência demonstrado pelo número de consumidores por empregado que cresceu em 28,9% em relação a 2003 (de 753 para 971).

A Experiência e a Solidez dos Nossos Acionistas Controladores.

Nossos acionistas controladores estão ligados a dois dos mais proeminentes grupos financeiros brasileiros: GP Investimentos e Pactual. Ambos possuem larga experiência financeira e operacional, aplicadas a diversos setores da economia. Em conjunto, têm mais de 13 anos de experiência em setores regulados, com destaque para os setores elétrico, ferroviário e de telecomunicações, o que lhes confere sólido conhecimento do arcabouço regulatório brasileiro.

A GP Investimentos é uma das maiores gestoras de recursos de *private equity* da América Latina, tendo liderado investimentos de mais de US\$ 1,3 bilhão em 31/12/2005, no Brasil, desde 1993. A GP Investimentos controla, ou compartilha o controle de importantes empresas brasileiras como ALL – América Latina Logística S.A., Submarino S.A., Telemar Norte Leste S.A. e Gafisa S.A. e já controlou, ou compartilhou, o controle de companhias como Multicanal (atualmente Net Serviços de Comunicação S.A.), Ferrovia Centro-Atlântica, Supermar Supermercados, entre outras.

O Pactual tem relevante histórico de atuação no setor elétrico brasileiro. Em dezembro de 2005, o Pactual administrava aproximadamente R\$36 bilhões (US\$ 15,4 bilhões em 31/12/2005) de recursos de terceiros. No segmento de *private equity*, o Pactual detém investimentos em diferentes segmentos da indústria, sendo que, no setor elétrico, o Pactual já deteve participação no controle da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA e Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, através da controladora Iven S.A., que foi alienada à Energias do Brasil, em 1999.

Comprometimento com as Melhores Práticas de Governança Corporativa

A Equatorial pretende adotar as práticas diferenciadas de governança corporativa do Nível 2, garantindo a seus acionistas direitos complementares àqueles previstos na Lei das Sociedades por Ações e demais regras aplicáveis às sociedades por ações e ao mercado de capitais. Além dos direitos concedidos aos acionistas por força das disposições constantes do Regulamento do Nível 2, a Equatorial voluntariamente adotou disposição estatutária segundo a qual, na hipótese de alienação de controle, o preço pago a todos os acionistas por suas ações, inclusive aos preferencialistas e aos detentores de Units, deverá ser igual ao preço pago por ação detida pelos acionistas controladores (*tag along* de 100%).

Estratégia

Nossa estratégia orienta-se pelos seguintes princípios:

Consolidação de Distribuidoras de Energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Nossa estratégia principal consiste em expandir nossa operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Acreditamos que o setor de distribuição de energia e a aquisição de distribuidoras de energia nestas regiões oferece oportunidades atrativas. Estas oportunidades derivam de perspectivas quanto a:

- crescimento per capita no consumo de energia superior à média nacional;
- obtenção de ganhos de produtividade através de reestruturação operacional das distribuidoras de energia eventualmente adquiridas;
- adequação das estruturas de capital das distribuidoras de energia eventualmente adquiridas através de reestruturação financeira;
- redução das perdas de energia comerciais, inclusive através da redução da perda de energia no sistema de distribuição;
- compartilhamento de atividades de suporte e da administração central com a CEMAR, permitindo ganhos com sinergias operacionais; e
- ambiente competitivo favorável para potenciais aquisições, uma vez que grandes grupos nacionais e estrangeiros que investem no setor de energia elétrica nessas regiões.

Atualmente, existem 24 distribuidoras de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste que respondem por 24,1% do mercado de distribuição brasileiro. Em 2004, essas distribuidoras forneceram 65.213 GWh para 19,6 milhões de consumidores. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de apenas 3,5%. Nós pretendemos aproveitar as potenciais oportunidades de crescimento que as ineficiências do setor de distribuição de energia nessas regiões possam apresentar no futuro.

O setor de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste ainda conta com expressiva presença estatal, com 7 distribuidoras controladas pela Eletrobrás e Eletronorte (CEAL, CEPISA, CERON, Manaus Energia, CEAM, Boavista Energia e Eletroacre) e 4 distribuidoras controladas pelos respectivos governos estaduais (CEB, CELG, CEA e CER). Estas distribuidoras respondem por 30,6% do mercado de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Aumento de Eficiência Operacional e Redução de Perdas Comerciais em Nossas Operações.

Nos últimos dois anos, obtivemos ganhos de produtividade expressivos na CEMAR. Nossas despesas gerenciáveis por consumidor foram reduzidas em 18,8% e nossas despesas gerenciáveis por MWh vendido em 17,61% entre 2003 e 2005. Aumentamos o grau de eficiência medido pelo número de consumidores por empregado de 753 em 2003 para 970 em 2005. Esses resultados foram obtidos concomitantemente a uma sensível melhora de nossos serviços com a redução de 11,9% e 19,6% no FEC e na DEC das interrupções de energia entre 2003 e 2005, que contou com a implementação de um call center disponível 24 horas por dia, 7 dias por semana para todos os nossos consumidores, entre outras melhorias.

Estes ganhos de produtividade foram obtidos através de ampla reestruturação operacional implementada na CEMAR a partir de maio de 2004, a qual permanece em andamento e acreditamos que ganhos adicionais de eficiência serão obtidos pela Companhia com a implementação total da referida reestruturação.

A redução das perdas de energia comerciais da CEMAR também pode trazer ganhos financeiros para os nossos acionistas. Em 2005, as perdas de energia totais foram de 29,5%. Este resultado correspondeu a uma redução de 0,4 pontos percentuais e interrompeu a tendência de crescimento das perdas de energia da CEMAR verificada nos anos anteriores ao início da reestruturação. Entre 2001 e 2004, as perdas da CEMAR cresceram de 23,7% para 29,9%. Segundo dados da ABRADDE, as distribuidoras de energia presentes nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste

apresentaram perdas médias de energia de 15,8%, 18,7% e 17,2% em 2004, respectivamente, em comparação à média do sistema interligado nacional de 16,5%, evidenciando potencial ganho de eficiência. Ao longo dos próximos anos pretendemos dedicar esforços gerenciais e investimentos no combate às perdas na nossa área de concessão.

Avaliação Seletiva de Alternativas de Investimentos em Geração de Energia.

Segundo estudo da Tendências Consultoria Integrada, realizada com o apoio da Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), serão necessários, nos próximos 10 anos investimentos anuais de R\$20 bilhões no setor elétrico brasileiro, sendo R\$13,6 bilhões em geração de energia elétrica. Neste cenário, poderemos realizar investimentos seletivos em ativos de geração de energia elétrica, em desenvolvimento ou já em operação que ofereçam preço atraente e rentabilidade.

Mercado de Atuação

O nosso mercado de atuação geográfica é primordialmente as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil. Atualmente, existem 24 distribuidoras de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste que respondem por 24,1% do mercado de distribuição brasileiro de energia elétrica. Em 2004, essas forneceram 65.213 GWh para 19,6 milhões de consumidores. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento anual médio nacional de apenas 3,5%.

O setor de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste ainda conta com expressiva presença estatal, com 7 distribuidoras controladas pela Eletrobrás e Eletronorte (CEAL, CEPISA, CERON, Manaus Energia, CEAM, Boavista Energia e Eletroacre) e 4 distribuidoras controladas pelos respectivos governos estaduais (CEB, CELG, CEA e CER). Estas distribuidoras respondem por 30,6% do mercado de distribuição de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

O grupo Neoenergia também tem presença destacada nessas regiões, com participação de aproximadamente 31,0% nas vendas totais de energia nestas regiões. Outras empresas de destaque nessas regiões são Grupo Rede e Sistemas Cataguazes-Leopoldina, com participação de aproximadamente de 14,1% e 6,9%, respectivamente, nas vendas totais de energia elétrica nestas regiões.

A Endesa Geração Brasil e EDP Energias do Brasil S.A. controlam, cada uma, uma concessionária de energia nestas regiões, respectivamente. Os demais grupos empresariais presentes no setor elétrico brasileiro, como CPFL, AES, Prisma, EDF, CEMIG e COPEL, não têm, atualmente, investimentos em distribuidoras de energia nestas regiões.

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão, até o ano de 2030, podendo ser renovada por mais 30 anos, por meio da CEMAR, numa área de 333.366 km², atendendo 217 municípios, correspondendo a 100% do território do Estado.



Legenda

Área de atuação Equatorial Energia
Área de atuação - CEMAR
Regiões Sul e Sudeste

Potencial de Atuação

Segundo o Governo do Estado, em 2003, o Estado do Maranhão apresentou um PIB de R\$14 bilhões. Neste ano, o PIB do Estado representou 0,9% do PIB nacional, sendo que mais de 50% de sua atividade econômica foi concentrada no setor de serviços.

No setor industrial, a economia do Estado se destaca pela presença de dois grandes grupos: Vale do Rio Doce, que possui investimentos no Estado através da Pelotizadora Norte, Ferrovia Carajás, Terminal Marítimo de Ponta da Madeira e da Usina Hidrelétrica de Estreito e a ALUMAR, um dos maiores complexos de produção de alumínio e alumina do mundo. Essas empresas têm sua demanda de energia elétrica atendidas diretamente pela Eletronorte, mas têm um impacto relevante nos demais segmentos da economia do Estado que são atendidos pela CEMAR. O setor agrícola tem sido o grande propulsor do crescimento da região sul do Estado, onde o cultivo de importantes *commodities*, como soja, algodão e cana-de-açúcar, estão sendo exploradas por grandes grupos do *agribusiness* como Cargill e Bunge.

Rede de Distribuição

As linhas da CEMAR distribuem energia elétrica, em níveis variados de tensão, a partir do ponto de conexão com a rede básica para as subestações de energia. Eventuais consumidores livres serão conectados às linhas de distribuição e estarão obrigados a pagar a TUSD.

Em 31 de dezembro de 2005, as linhas de baixa tensão tinham uma extensão de cerca de 1.906 km, com uma potência instalada de 1.042 MVA, distribuídas em 80 subestações. Nesta mesma data, a rede de distribuição da CEMAR incluía 647.412 postes de rede elétrica, que sustentavam 25.277 transformadores de distribuição. As linhas de média e alta tensão da CEMAR tinham uma extensão de 30.014 km ao final de 2005.

A distribuição para os consumidores é feita de acordo com uma classificação por nível de tensão, com base na energia elétrica consumida. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 69 kV), enquanto consumidores industriais, comerciais menores e consumidores residenciais recebem energia elétrica em níveis de tensão mais baixos (15 kV e abaixo).

Compra de Energia

Não geramos a energia que vendemos. A tabela a seguir resume a quantidade total de energia elétrica que tínhamos contratada nos períodos indicados.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de						
	<u>2005</u>		<u>2004</u>		<u>2003</u>	
GWh	Custo Médio (R\$/MWh)	GWh	Custo Médio (R\$/MWh)	GWh	Custo Médio (R\$/MWh)	
Energia Contratada	4.056	58,00	3.551	52,66	3.241	44,85

No ano de 2005, a energia comprada pela CEMAR correspondeu a um volume total de 4.056 GWh. Dentro deste volume, o montante de 73,3% foi contratado no Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes (Mega Leilão), por meio dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR's), 22,9% por meio dos contratos iniciais com a Eletronorte e a CEPISA, e o restante de 3,8%, foi contratado da CHESF por intermédio dos leilões de compra e venda de energia realizados pelo extinto MAE.

Com as regras do Novo Modelo do Setor Elétrico, a CEMAR adquiriu energia para o ano de 2005, por meio dos CCEAR's de 12 geradoras do país por meio do Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes (Mega Leilão), realizado em 07 de dezembro de 2004.

Durante o ano de 2005, foram realizadas a redução e a compensação dos montantes dos contratos do CCEAR's, através da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSDD, onde as distribuidoras com sobras contratuais de energia puderam repassar para as distribuidoras com déficit de energia suas respectivas sobras contratuais.

A CEMAR fechou em 2005, por meio dos leilões realizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, contratos de compra de energia com início em 2008, 2009 e 2010 abrangendo períodos de 15 a 30 anos.

Os termos dos CCEAR's são regulados pela ANEEL, cujos reajustes anuais são baseados na variação do IPC-A.

Indicadores de Qualidade

O nível de qualidade e eficiência do sistema de distribuição de nossa controlada CEMAR é demonstrado pelos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por consumidor por ano) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por consumidor por ano). As metas de DEC e FEC a serem observadas pelas concessionárias são definidas pela ANEEL e publicadas na conta de cada consumidor.

Em 18 de fevereiro de 2004, firmamos com a ANEEL um Termo de Ajustamento de Conduta, em virtude de descumprimento das metas anuais de DEC e FEC estabelecidas pela ANEEL durante os anos de 2002 e de 2003. De acordo com o disposto no Termo de Ajustamento de Conduta, comprometemo-nos a observar as novas metas estabelecidas pela ANEEL e investir o montante correspondente à multa de R\$4,7 milhões que seria aplicada na melhoria dos referidos indicadores. Em 2005, os dois indicadores apresentaram melhora em comparação ao ano de 2004, demonstrando a queda do número de interrupções no fornecimento, tanto em termos de duração quanto frequência. Em 2005, o DEC registrado pela CEMAR foi de 54,6 horas, apresentando uma diminuição de 13,9% em relação ao ano de 2004, que foi de 63,4 horas. Da mesma forma, o FEC também apresentou uma melhora, evoluindo de 39,3 interrupções em 2004 para 32,9 em 2005, uma diminuição de 16,3%. Ambos indicadores estão melhores que os limites médios estabelecidos pela ANEEL.

Acreditamos que essa evolução dos índices de qualidade em 2005 pode ser atribuída ao aumento no processo de automação de nossas operações, além de outras medidas de gestão, tais como investimentos no sistema de transmissão e distribuição (construção e automação de novas linhas e subestações), implantação de novos sistemas de gerenciamento informatizados e investimentos na manutenção preventiva do sistema. O quadro abaixo mostra a evolução da aferição desse índice desde 2003:

	DEC				FEC		
	2005	2004	2003		2005	2004	2003
Realizado	54,56	63,44	67,9	Realizado	32,87	39,3	37,3
Limite Aneel	79,2	103,6	35,1	Limite Aneel	47,4	52,6	28,7

Perdas

Há dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de consumo irregular de energia elétrica, através de conexões clandestinas, fraudes, ausência de medição adequada ou erro de faturamento.

A Companhia encerrou o exercício de 2005, com perdas totais de energia elétrica de 29,5%. A redução obtida neste período foi de 0,4%, invertendo assim a tendência ascendente registrada nos exercícios de 2003 e 2004, conforme exibido abaixo.

	Evolução das Perdas		
	2005	2004	2003
Perda Global Anual (%)	29,5	29,9	27,8

As perdas de energia são inerentes à operação de qualquer sistema elétrico, e devem ser contidas em níveis adequados, que resultem em um equilíbrio entre investimentos e custo anual das perdas.

Com base neste entendimento, no início de 2005 a CEMAR colocou em prática um amplo plano de ação e reestruturou a sua atividade de Recuperação de Energia. O resultado positivo alcançado em 2005 é fruto da execução deste plano de ação. Dentre as ações realizadas e/ou em curso, destacam-se:

- redesenho do processo e centralização das atividades de combate as perdas;
- internalização e treinamento constante das equipes de inspeção e fiscalização;
- desenvolvimento de novos padrões de medição;
- atualização da bases de dados de clientes;
- automação do sistema de leitura;
- combate aos consumidores clandestinos; e
- minimização dos consumidores faturados pelo mínimo.

Acreditamos que a contínua implementação dessas e outras ações permitirá uma redução gradual nas perdas totais da Companhia.

Consumidores

A prestação do serviço de distribuição de energia elétrica compreende o atendimento de um mercado que se divide em consumidores cativos, os quais adquirem a energia suprida pela distribuidora conjuntamente com o serviço de uso da rede, e os consumidores de serviço de rede (consumidores livres), os quais adquirem exclusivamente o serviço de uso da rede de distribuição e escolhem outro supridor de energia.

Em 31 de dezembro de 2005, a CEMAR tinha cerca de 1,2 milhão de consumidores cativos, em uma área que abrange cerca de 5,6 milhões de habitantes. O volume de consumidores vem apresentando seguidos crescimentos nos últimos exercícios, como demonstra o quadro a seguir:

	EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES				
	2005	Var. %	2004	Var. %	2003
Residencial	1.080.495	7,5%	1.005.570	3,4%	972.662
Comercial	94.176	7,7%	87.451	5,9%	82.564
Industrial	9.262	4,5%	8.866	-0,1%	8.873
Rural	54.119	22,9%	44.046	17,2%	37.577
Outras Classes	16.347	5,8%	15.450	5,2%	14.685
Total de Consumidores	1.254.399	8,0%	1.161.283	4,0%	1.116.361

Os consumidores cativos da Companhia estão todos localizados na área de concessão e são classificados em cinco categorias principais: industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros (que incluem instituições governamentais e públicas). A receita por classe de consumidor é composta da seguinte forma: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

A tabela a seguir apresenta informações sobre nossos consumidores, vendas de energia elétrica e receitas líquidas a consumidores finais nos períodos indicados.

	2005			2004			2003		
	Clientes Faturados	Volume	Receita Operacional (2)	Clientes Faturados	Volume	Receita Operacional (2)	Clientes Faturados	Volume	Receita Operacional (2)
	Unid.	GWh	R\$ milhões	Unid.	GWh	R\$ milhões	Unid.	GWh	R\$ milhões
CEMAR									
Residencial	1.080.495	1.127.170	283,5	1.005.470	1.045.761	231,1	972.662	1.022.784	184,5
Industrial	9.262	441.741	88,0	8.866	424.328	70,1	8.873	419.878	54,0
Comercial	94.176	552.358	149,1	87.451	505.752	117,8	82.564	482.682	89,8
Rural	54.119	108.038	19,0	44.046	92.857	14,5	37.577	80.134	10,5
Outros (1)	16.069	558.451	116,6	15.176	519.302	92,3	14.420	510.024	70,0
Total Fornec. Clientes Finais	1.254.121	2.787.758	656,2	1.161.009	2.587.999	525,7	1.116.096	2.515.502	408,7
Suprimento a CEPISA (3)	1	359	0,0	1	374	0,0	1	350	0,0
Energia em Trânsito			-			-			-
Consumo Próprio	278	5.001	1,4	274	5.193	1,2	265	5.376	1,0
Total Energia Distribuidora	1.254.400	2.793.118	657,5	1.161.284	2.593.566	527,0	1.116.362	2.521.228	409,7

(1) Outros incluem: Poderes Públicos (federal, estadual e municipal)

(2) Receita Operacional: São as receitas com o faturamento de energia e demanda, não incluem as receitas com RTE, o ICMS, as taxas de serviços, encargos de capacidade emergencial, juros, multas e etc.

(3) Suprimento de Energia: Não considerada a receita com o Uso do Sistema de Distribuição

A Companhia mantém contratos, que seguem um modelo padrão, com clientes ligados em alta tensão, que hoje são aproximadamente 1517 consumidores. Esses contratos, sujeitos às relações de consumo previstas na Resolução nº 456 da Aneel, estabelecem as principais relações entre as partes, destacando-se:

- prazo - os contratos variam de 1 a 5 anos, com prazo médio de 2 anos;
- descrição da demanda de energia a ser contratada pelo cliente; e
- opção tarifária a ser definida pelo cliente, dentre as 3 opções existentes, sendo elas: convencional, horosazonal verde e horosazonal azul.

Os nossos principais consumidores de alta tensão com os quais mantemos contratos são: Schincariol, Itapicuru Agroindustrial, Itapagé Celulose, Itajubara S.A. e CAEMA.

Tarifas

As tarifas que cobramos pela venda de energia elétrica a consumidores finais são determinadas de acordo com nossos contratos de concessão e regras estabelecidas pela ANEEL. O contrato de concessão e a regulamentação estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Veja a Seção “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro” para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável a nossas tarifas e respectivos reajustes.

Com base no nível de tensão no qual a energia elétrica é fornecida, classificamos nossos consumidores em dois grupos distintos: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B. Cada consumidor enquadra-se em certo nível tarifário definido pela regulamentação da ANEEL e com base em sua respectiva classificação.

Os consumidores do Grupo A pagam tarifas proporcionalmente menores, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. Os consumidores do Grupo A são aqueles com maior probabilidade de se qualificar como consumidores livres nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As tarifas dos consumidores do Grupo A têm por base o nível de tensão de fornecimento da energia elétrica e a época do ano e horário do dia em que a energia elétrica é fornecida, embora tais consumidores

possam optar por uma tarifa diferenciada em períodos de pico. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: cobrança pela demanda de potência e cobrança pelo consumo de energia. A cobrança pela demanda de potência, expressa em reais por KW, tem por base (1) a potência firme contratada ou (2) a potência efetivamente utilizada, a que for mais alta. A cobrança pelo consumo de energia, expressa em reais por MWh, tem por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida.

Os consumidores do Grupo B pagam tarifas proporcionalmente maiores, fazendo frente aos custos totais em todos os subsistemas pelos quais a energia elétrica passa para chegar até eles. Há tarifas diferenciadas no Grupo B por tipos de consumidor (tais como residencial, comercial, rural e industrial). As tarifas cobradas dos consumidores do Grupo B são superiores porque estes consomem energia elétrica em níveis de tensão mais baixos, acarretando, assim, os custos do rebaixamento da tensão elétrica necessário para consumo. As tarifas para os consumidores do Grupo B consistem exclusivamente em uma cobrança pelo consumo de energia e tomam por base a classificação do consumidor.

A tabela a seguir apresenta informações sobre as nossas tarifas de fornecimento e receita líquida do ICMS nos períodos indicados.

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro											
	2005				2004				2003			
	Tarifa Média (RS/MWh)	Quantidade (GWh)	Receita Líquida (R\$milhões)	Consumidores	Tarifa Média (RS/MWh)	Quantidade (GWh)	Receita Líquida (R\$milhões)	Consumidores	Tarifa Média (RS/MWh)	Quantidade (GWh)	Receita Líquida (R\$milhões)	Consumidores
Grupo A:												
A1 (230 kV)	130,05	23,1	3,0	1	122,71	4,8	0,6	1		0,0	0,0	0
A3 (69 kV)	145,13	136,1	19,8	4	115,86	117,5	13,6	4	79,24	135,9	10,8	3
A3a (34,5 kV)	168,42	19,7	3,3	70	148,70	16,8	2,5	61	103,27	15,7	1,6	51
A4 (13,8 kV)	215,92	637,1	137,6	1.442	178,61	637,9	113,9	1.418	139,52	604,6	84,3	1.392
Total Grupo A	200,54	815,9	163,6	1.517	168,13	776,9	130,6	1.484	127,93	756,1	96,7	1.446,0
Grupo B:												
B1 BAIXA RENDA	160,53	498,7	80,1	730.007	176,36	354,5	62,5	716.193	225,06	220,4	49,6	683.705
B1 RESIDENCIAL (SEM BAIXA RENDA)	324,40	628,3	203,8	350.484	235,59	691,0	162,8	289.273	160,63	802,1	128,8	288.952
B2 RURAL	168,44	82,3	13,9	54.040	158,11	71,4	11,3	43.973	145,58	57,5	8,4	37.519
B3	288,46	587,7	169,5	117.928	259,39	532,2	138,0	110.025	209,45	520,5	109,0	104.466
B4a	148,19	179,7	26,6	423	129,72	167,2	21,7	335	104,20	164,2	17,1	273
Total Grupo B	249,86	1.976,8	493,9	1.252.882	218,21	1.816,3	396,3	1.159.799	177,33	1.765	312,9	1.114.915
Total	235,45	2.792,7	657,5	1.254.399	203,21	2.593,2	527,0	1.161.283	162,52	2.520,9	409,7	1.116.361

De acordo com as regras em vigor, consumidor residencial de baixa renda é qualquer consumidor monofásico que (1) consome menos de 80 kWh por mês, (2) não teve consumo de energia elétrica superior a 120 kWh por mês por mais de duas vezes em qualquer período de doze meses anterior ou (3) consumiu entre 80 kWh e 220 kWh ao mês nos doze meses anteriores e apresentou pedido para receber benefícios decorrentes de quaisquer dos programas sociais do governo federal. Os consumidores residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo dos consumidores residenciais e estão sujeitos a tarifas reduzidas.

Em 2005, cerca de 67,6% de nossos consumidores residenciais foram classificados como consumidores residenciais baixa renda. A diferença entre o valor efetivamente faturado pelas distribuidoras de energia com a aplicação da tarifa especial aos clientes de baixa renda e o valor que teria sido faturado com a aplicação das tarifas normais é pago diretamente às distribuidoras de energia elétrica, mensalmente, pela Eletrobrás com recursos oriundos da CDE. Veja a Seção “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro” para maiores informações sobre os consumidores residenciais baixa renda.

Faturamento e Cobrança

Faturamento

O faturamento do consumo de energia elétrica da CEMAR é realizado mensalmente. Os consumidores servidos em alta e baixa tensão têm prazo de 5 dias úteis e os consumidores do setor público têm prazo de 10 dias, úteis, para pagarem suas contas, a contar da data de apresentação da fatura.

Na hipótese de inadimplência, os consumidores estão sujeitos à multa de 2% e juros de mora de 1% ao mês sobre o valor da conta paga em atraso. Adicionalmente, uma notificação é encaminhada ao consumidor em atraso informando a concessão de um prazo adicional de 15 dias a partir da entrega da notificação para que o saldo devedor seja quitado. Caso o pagamento não seja efetuado, o fornecimento de energia elétrica do consumidor inadimplente estará sujeito à suspensão a critério da CEMAR.

A arrecadação das contas de energia elétrica dos consumidores é efetuada por agentes credenciados, tais como casas lotéricas e outros estabelecimentos comerciais, e pela rede bancária. O nosso maior agente arrecador é a Caixa Econômica Federal, que responde por 31,5% da arrecadação.

Cobrança

Nos últimos 2 anos implementamos políticas e ações destinadas a minimizar a inadimplência e melhorar os índices de arrecadação. Dentre as práticas adotadas, destacam-se:

- redesenho dos processos de faturamento, cobrança administrativa e cobrança judicial;
- acompanhamento mais próximo da carteira de consumidores dos Poderes e Serviços Públicos;
- regularização contratual dos consumidores do Poder Público Municipal, com destaque para as questões relacionadas à Iluminação Pública;
- intensificação da política seletiva de cortes, inclusive junto aos consumidores dos Poderes e Serviços Públicos;
- revisão da política de parcelamentos;
- atualização dos cadastros de iluminação pública nos principais municípios;
- contratação de cobrança tercerizada para dívidas com prazo acima de 180 dias; e
- celebração de convênios com entidades de crédito, como SPC e SERASA, a fim de permitir a inclusão de consumidores inadimplentes em cadastros de devedores.

Os Poderes Públicos Municipais mereceram atenção especial para minimizarmos o nível da inadimplência. Nos últimos 2 anos, regularizamos quase que integralmente a situação cadastral destes consumidores, incluindo os contratos relacionados ao consumo próprio e à iluminação pública. O esforço na área de iluminação pública permitiu que um maior número de prefeituras se tornassem superavitárias na arrecadação da Contribuição da Iluminação Pública – CIP, o que reduziu a inadimplência neste segmento.

Tipos de Acordos Implementados com os Poderes Públicos Municipais	Nº de Prefeituras		Taxa de efetivação ⁽³⁾
	ago/04	dez/05	
1 - Acordo Operativo ⁽¹⁾	4	195	89,9%
2 - Acordo de Fornecimento Regular de Energia	143	212	97,7%
3 - Convênio para Arrecadação da CIP das Prefeituras ⁽²⁾	123	207	95,4%
4 - Convênio Banco do Brasil - Pagamento Conta Energia via Débito automático	4	180	82,9%

⁽¹⁾ O Acordo Operativo tem o propósito de estabelecer regras e limites para o processo de intervenções na rede da CEMAR pelo pessoal de manutenção da IP - Iluminação Pública das prefeituras.

⁽²⁾ Convênio assinado entre as prefeituras e a CEMAR para arrecadar a CIP por meio da cobrança nas faturas de energia elétrica. A CEMAR é remunerada por esse serviço.

⁽³⁾ Taxa de Efetivação - Percentual das prefeituras que adotaram algum tipo de acordo no Estado do Maranhão.

O quadro abaixo apresenta a evolução do índice de arrecadação como percentual do faturamento por prazo de recebimento nos últimos 3 anos:

	Índice de Arrecadação (% do Faturamento)		
	2005	2004	2003
Até 30 dias	69%	52%	52%
Até 60 dias	93%	87%	87%
Até 90 dias	95%	91%	92%
Até 180 dias	97%	93%	94%

Observação: Esses índices referem-se ao faturamento do mês de junho de cada um dos respectivos anos.

Gente

Descrição Geral

Em 31 de dezembro de 2005, tínhamos 1.298 empregados, 4,5% a menos do que em 31 de dezembro de 2004. Desde a troca do controle acionário, em 30 de abril de 2004, houve uma grande renovação do quadro de pessoal, com 490 desligamentos e 340 contratações, como parte de nosso processo de reestruturação. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados, bem como a classificação dos mesmos por categoria:

	Em 31 de dezembro de		
	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Diretor	6	6	6
Gerente.....	20	34	65
Nível Superior	322	292	259
Técnico.....	581	628	684
Administrativo	369	399	421
Total	<u>1.298</u>	<u>1.359</u>	<u>1.434</u>

Desenvolvimento

Com a finalidade de melhorar a nossa eficiência operacional, a nossa produtividade e a qualidade dos nossos serviços, investimos no desenvolvimento profissional dos nossos empregados por meio de cursos técnicos, seminários, *workshops* e treinamento especializado. Em 2005, proporcionamos mais de 120.000 horas de treinamento, representando uma média de 90,3 horas de treinamento por empregado.

Dentre os nossos principais programas de treinamento e desenvolvimento, ressaltamos os seguintes:

- **Programa Menor Aprendiz** - além de cumprir com uma obrigação legal, a CEMAR dá a oportunidade de formação profissional aos jovens talentos selecionados em parceria com o SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem para formar o banco de profissionais que suprirá demandas futuras de mão de obra. O programa que tem a duração de 24 meses, tem formação teórica e prática com o acompanhamento do SENAI e dos Gestores da CEMAR;
- **Programa Trainee Técnico** - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em escolas técnicas para atender as necessidades de formação de profissionais para suprir o quadro de colaboradores em substituição aos técnicos que ocupam posições vitais para o negócio e os desligados por desempenho ou aposentadoria na área operacional da CEMAR. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade

das áreas, com o programa de desenvolvimento e acompanhamento desenhado de acordo com o perfil técnico específico. Ao final do programa, e de acordo com seu desempenho, o *Trainee* tem a oportunidade de ocupar um cargo técnico operacional;

- **Programa *Trainee* Universitário** - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em cursos e universidades brasileiras com reconhecida qualidade em sua formação acadêmica e alinhados aos objetivos estratégicos da CEMAR, assim como a formação de futuros gestores com formação e perfil adequados à cultura da CEMAR. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com um programa de desenvolvimento e acompanhamento dos *Trainees*. Ao final do programa e de acordo com seu desempenho o *Trainee* tem a oportunidade de ocupar cargos estratégicos e ou gerenciais na CEMAR;
- **Programa Cultura CEMAR** - tem como objetivo conhecer e identificar os elementos da Cultura organizacional que precisam ser reforçados, introjetados e reproduzidos para consolidar as estratégias e as políticas necessárias à consecução dos objetivos da organização. O programa se desenvolve através da realização de seminários dos quais participam todos os colaboradores, onde são discutidos os valores, a missão e a visão da CEMAR; e
- **Programa de Qualificação Gerencial** - programa de ações de treinamento e desenvolvimento traçadas a partir das necessidades de aperfeiçoamento baseado nas competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) organizacionais que são exigidas pelo perfil dos gestores CEMAR. Tal programa se baseia no desenvolvimento dos seguintes módulos: Liderança, Gestão de Pessoas e Processos (entre outros focos e objetivos estratégicos), Metas e Diretrizes, Gestão de Custos e Orçamento e Aspectos Regulatórios.

Remuneração

A Companhia conta com um sistema de distribuição de bônus gerencial, que garante aos funcionários elegíveis o recebimento de remuneração variável atrelada a metas individuais, buscando reconhecer e recompensar a produtividade individual e motivar a busca por padrões de excelência no desempenho de suas funções. Em 2005, foram elegíveis ao recebimento do bônus, 90 funcionários entre gerentes, coordenadores e analistas. Para 2006, estimamos que todos os nossos colaboradores sejam elegíveis à remuneração variável.

Para alinhar os interesses dos administradores com os dos acionistas da Companhia, foi elaborado o Plano de Opção de Compra de Ações para os principais executivos da Companhia. Para maiores informações, veja a Seção “Administração – Acordos ou Outras Obrigações Relevantes entre a Companhia e seus Conselheiros e Diretores”.

Segurança no Trabalho

Adicionalmente, nossos índices de acidentes de trabalho estão entre os menores do setor no Brasil. Em 2004, enquanto o setor elétrico teve uma taxa de acidentalidade (número de acidentes x 100/número de empregados) de 1,043, de acordo com a Fundação Comitê de Gestão Empresarial – COGE, a CEMAR apresentou 0,849 acidentes por empregado no mesmo ano. Em 2005, a CEMAR teve 6 acidentes com afastamento do trabalho, em 2004 um total de 12 (enquanto que, no mesmo ano, a média de acidentes com afastamento das 70 empresas de todo o setor elétrico no Brasil foi 14,4) e em 2003 ocorreram 13 casos, representando uma redução de 53,8% nos acidentes com afastamento do trabalho entre 2003 a 2005.

Terceirização

Em 31 de dezembro de 2005, a Equatorial possuía aproximadamente 2.100 trabalhadores terceirizados (sendo 1.300 na CEMAR e 800 do Programa Luz para Todos), os quais atuavam em atividades tais como segurança, limpeza, vigilância, serviços de manutenção de redes energizadas, inventário, leitura e entrega de contas, recebimento e cobrança de contas, dentre outras.

Tecnologia

Acreditamos que a atualização tecnológica seja fator crítico de sucesso de nossa estratégia de busca permanente de ganhos de eficiência e rentabilidade. A infra-estrutura essencial consiste em três sistemas principais: comercial, técnico e corporativo.

A partir do segundo semestre de 2004, iniciamos um processo de atualização tecnológica na CEMAR que é composto por 3 projetos:

- Projeto SOMAR, referente à implantação de um novo sistema comercial, em ambiente *web* que possui controle detalhado do processo comercial, permitindo agilidade, consistência e confiabilidade nas atividades de faturamento, arrecadação, cobrança e atendimento aos clientes. A implantação do novo sistema foi concluída em setembro de 2005;
- Projeto GEOREDE, referente à implantação de um novo sistema técnico e o geo-referenciamento da rede de distribuição da Companhia. A conclusão deste projeto possibilitará melhor gestão da rede, melhor operação do sistema elétrico e maior eficácia no atendimento aos nossos clientes com um menor custo de operação. Em 2005, foi implantada a maioria dos módulos do sistema e foram cadastrados mais de 149,2 mil postes e 65.496 mil transformadores. Esperamos concluir este projeto no segundo semestre de 2007; e
- Projeto ERP, referente à implantação de um novo sistema corporativo que permitirá melhor gestão dos processos organizacionais, trazendo maior agilidade e controle para as atividades. Serão implantados os módulos para gerenciamento de ativos, finanças e controladoria, cadeia de suprimentos, serviços de manutenção e projetos. Esperamos concluir este projeto no segundo semestre de 2006.

Programa Luz para Todos

Em 2004, a CEMAR aderiu ao Programa Luz para Todos (PLPT), cujo objetivo é universalizar o atendimento dos consumidores da zona rural até 2008. Ainda em 2004, a CEMAR firmou um contrato de financiamento de concessão e subvenção, com a Eletrobrás, no valor de R\$231,6 milhões, para cobertura financeira dos custos diretos da primeira fase das obras do PLPT, contemplando a ligação de mais de 47 mil novos consumidores na sua área de concessão em 2004 e 2005.

Os recursos disponibilizados pela Eletrobrás são utilizados para o financiamento dos custos diretos do PLPT, inclusive custos com transporte, materiais e construção. Os custos indiretos, incluindo administração, projeto e licenças ambientais, são custeados pela CEMAR.

Em 2004 e 2005, como agente executor, a CEMAR recebeu R\$122,3 milhões de recursos federais dos R\$231,6 milhões previstos, sendo R\$106,0 milhões de repasses da CDE, na modalidade de subvenção econômica (recursos não reembolsáveis) e R\$16,3 milhões de repasses da RGR, na modalidade de financiamento. Vale destacar que o RGR é um financiamento de 12 anos com 4 anos de carência e custo nominal de 6% ao ano. Com esses recursos a CEMAR ligou mais de 40.000 consumidores a sua base de clientes entre os anos de 2004 e 2005 (adição de 3,6% comparado a 2003).

O convênio assinado entre a CEMAR, o MME, a ANEEL e o Governo do Estado do Maranhão para a implementação do PLPT contempla a continuidade do programa até 2008, com 60.000 ligações em 2006, 60.000 em 2007 e 78.000 ligações em 2008. A execução destas ligações depende, entretanto, de assinatura de contratos específicos regulando a disponibilização dos recursos para o financiamento do PLPT com a Eletrobrás e o Governo do Estado do Maranhão, contratos estes ainda não assinados.

Pesquisa & Desenvolvimento e Eficientização Energética

Segundo a regulamentação do setor, até 31 de dezembro de 2005 as distribuidoras deviam aplicar anualmente 1% de sua Receita Operacional Líquida (“ROL”), divididos em partes iguais de 0,5% para eficiência energética e 0,5% para pesquisa e desenvolvimento.

A partir de 31 de dezembro de 2005, as distribuidoras devem aplicar anualmente em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico o montante mínimo de 0,75% da sua ROL, e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia elétrica.

Ativo Imobilizado

A Equatorial é uma *holding*, sendo o seu ativo imobilizado composto pela participação detida na CEMAR, sem investimento significativo em ativo fixo, tais como propriedades, plantas ou equipamentos.

Os principais ativos imobilizados da CEMAR são os bens e instalações utilizados na prestação dos serviços públicos objeto de sua concessão. Os ativos imobilizados em curso são aqueles referentes a obras e expansão do sistema de distribuição de energia elétrica. As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados e dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas aos investimentos no serviço público. Essas obrigações têm o prazo igual ao da concessão. Os imóveis e instalações da CEMAR utilizados para cumprir as obrigações do Contrato de Concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos sem a prévia aprovação da ANEEL. Em 31 de dezembro de 2005, o saldo líquido dos ativos imobilizados totalizava R\$817,5 milhões, tendo a seguinte composição: 97,0% em distribuição; 0,8% em comercialização; 0,1% em geração; e, 2,1% da área administrativa. A maior parte dos ativos classifica-se como ativos de distribuição, que inclui transformadores, linhas de distribuição e postes. Para maiores informações veja a Seção “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro – Concessões – término por decurso do prazo”.

Concessão da CEMAR

Em 28 de agosto de 2000, nossa controlada CEMAR firmou contrato de concessão de distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão com a ANEEL. O prazo da concessão é de 30 anos, com termo de vigência até 10 de agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

A Companhia é obrigada a atender a todos os consumidores localizados na área de concessão, apesar do Contrato de Concessão não conferir à Companhia direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica. Para maiores informações veja a Seção “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro – Concessões”.

Sazonalidade

O mercado de energia elétrica no estado do Maranhão apresenta leve sazonalidade com aproximadamente 45% do consumo concentrado no primeiro semestre e 55% no segundo semestre. Essa sazonalidade é consequência de: (i) aumento no consumo dos consumidores industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial na época de festas de fim de ano; e (ii) aumento geral de consumo em todas as categorias de clientes durante o período seco, que no estado do Maranhão, estende-se de junho a dezembro.

Concorrência

Segundo a regulamentação do setor, há possibilidade de que outros distribuidores ou comercializadores ofereçam eletricidade a alguns dos consumidores atuais da Companhia, que eventualmente possam se tornar consumidores livres. As companhias de distribuição são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por terceiros mediante o recebimento de tarifa regulada pela ANEEL (TUSD).

Em nossa área de concessão não existem consumidores livres, mas dois importantes consumidores instalados no Maranhão, a ALUMAR e a Pelotizadora Norte da Vale do Rio Doce, são clientes cativos da Eletronorte. Atualmente, a CEMAR possui contratos de fornecimento de energia elétrica com 66 consumidores potencialmente livres. Não acreditamos, dado as características de nossa concessão, que os consumidores potencialmente livres existentes sejam um risco para nossos negócios. Vide “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais”.

Seguros

Mantemos seguro contra prejuízos decorrentes de incêndios, raios, explosões, curtos-circuitos e interrupções de energia elétrica em nossas diversas subestações, edificações e instalações, bem como contra perdas materiais sofridas em decorrência de acidentes de trânsito. Não possuímos cobertura de seguro contra risco de interrupção das operações comerciais, pois acreditamos que o risco de interrupção de grandes proporções não justifica os prêmios. Acreditamos

que mantemos seguros de acordo com a prática brasileira para o ramo de negócio em que operamos. Em 2005, pagamos o total de R\$0,3 milhão em prêmios de seguro.

Aspectos Ambientais

A Companhia trata com a devida relevância e responsabilidade a questão do respeito ao meio ambiente, incluindo os impactos ambientais resultantes de sua atividade. Todos os projetos de expansão do sistema elétrico são executados com a observância da legislação ambiental vigente. A Companhia não aderiu a qualquer padrão relativo a proteção ambiental. As licenças e os estudos de impactos ambientais foram regularmente requeridos e executados quando exigidos por lei.

A Companhia não utiliza mais óleo ascarel como meio isolante, tendo, em 2001, destinado para incineração o último lote desta substância.

Propriedade Intelectual

As atividades de nossa Companhia não dependem de patentes. As marcas mais relevantes que temos registradas são “EQUATORIAL” e “CEMAR”. As demais marcas que detemos não são relevantes para nossas atividades.

Processos Judiciais e Administrativos

Atualmente, a nossa controlada CEMAR é parte em várias ações judiciais, principalmente cíveis e trabalhistas. Abaixo descrevemos os valores provisionados em 2004 e 2005.

NATUREZA DA AÇÃO	Em R\$ Milhões	
	2005	2004
Cíveis e tributárias	47,9	61,7
Trabalhistas	6,0	3,9
TOTAL	53,9	65,6

Consideramos que a provisão para contingências, inclusive os juros devidos, é suficiente para cobrir perdas prováveis no curso das ações em andamento.

O decréscimo líquido de R\$11,7 milhões, relativo às novas provisões para contingências, registrado durante o ano de 2005, encontra-se classificado dentro da conta “Reversão (Provisão) de Contingências”. Tais adições e reversões ocorreram, basicamente, devido às novas avaliações efetuadas em determinados processos da CEMAR, pelos seus assessores jurídicos, bem como pelo início e término de vários processos.

Além das perdas provisionadas acima, existem outras contingências que são monitoradas, com base na avaliação do nosso departamento jurídico, cuja possibilidade de perda é avaliada como possível ou remota e desta forma não são provisionadas.

Apresentamos, a seguir, uma breve descrição dos mais relevantes processos em que a CEMAR figura como parte:

Processos Tributários

A CEMAR sofreu duas autuações, em novembro de 2000, pela Secretaria da Receita Federal, que constituiu crédito de imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), além de multa isolada, em decorrência da falta de recolhimento desses tributos sobre a base de cálculo estimada em função de a empresa ter optado por utilizar balancetes de suspensão ou redução de que trata o artigo 230 do Regulamento do Imposto de Renda

(aprovado pelo Decreto nº 3.000/99 – RIR/99), nos anos calendários de 1997 e 1998. Com relação ao auto de IRPJ, a CEMAR alegou que o crédito tributário estava suspenso por medida judicial. Essa impugnação não foi conhecida e a empresa apresentou recurso voluntário, o qual aguarda julgamento pelo Conselho de Contribuintes do Ministério da Fazenda desde abril de 2005. Com relação ao auto de CSLL, a CEMAR sustentou que a Receita Federal teria desconsiderado para o cálculo da contribuição lançada as bases negativas de CSLL apresentadas pela CEMAR em períodos passados. A impugnação ainda aguarda julgamento. A CEMAR apresentou impugnações apenas em relação a aplicação de multa isolada, cujo valor discutido nos processos é de R\$8,8 milhões. As chances de êxito são classificadas como possíveis e portanto, o valor não foi provisionado. Com relação ao valor restante das autuações, a CEMAR reconheceu a existência dos débitos e desistiu da discussão na esfera administrativa, optando pela quitação dos valores por meio da inclusão no Programa de Parcelamento Especial de Tributos e Contribuições Federais administrados pela Receita Federal e pelo INSS, instituído pela Lei nº 10.684/2003 (“PAES”).

A CEMAR possui diversos débitos de imposto sobre serviços (ISS) lançados pelo Município de São Luís, no Maranhão. Referidas autuações decorrem da falta de retenção do imposto pela CEMAR quando da contratação, no território do Município de São Luís, da prestação de alguns serviços terceirizados, sujeitos à incidência do ISS. A CEMAR alega em suas defesas a inconstitucionalidade do Decreto Municipal que instituiu a cobrança do ISS do tomador do serviço, em decorrência de responsabilidade tributária em substituição ao prestador dos serviços (contribuinte do imposto) quando esse não está localizado no município. Alega também que a referida cobrança não tem base na legislação complementar. O valor total dessas autuações é de aproximadamente R\$3,9 milhão, conforme extrato de débitos fornecido pela Secretaria de Fazenda de São Luís, datado de 31.08.2005. Em 29 de dezembro de 2005, parte dessas autuações foram convertidas em execução fiscal, no valor de R\$ 3,1 milhões, tendo a CEMAR apresentado exceção de pré-executividade com pedido de suspensão da execução no devido prazo legal. As chances de êxito são classificadas como possíveis e portanto, não foi provisionado.

A CEMAR possui um débito fiscal de ICMS, montando o valor aproximado de R\$ 6,4 milhões, referente ao ICMS devido nas operações de fornecimento de energia elétrica a consumidores enquadrados na “subclasse Residencial Baixa Renda”, de acordo com as condições fixadas nas Resoluções da ANEEL n.º 246/2002 e n.º 485/2002, relativos à parcela da subvenção de tarifa de energia elétrica relativo no período de fevereiro a outubro de 2004, estabelecida pela Lei nº 10.604/2002. Cumpre ressaltar que com a edição dos Convênios ICMS n.º 79/04 e 02/05 o Estado do Maranhão ficou autorizado a dispensar multas e juros relativos ao ICMS devido nas referidas operações. A CEMAR provisionou o valor total, apesar de a empresa não ter sido autuada. Atualmente a Companhia está em fase de negociação com a Secretaria Estadual da Fazenda do Maranhão visando a compensação desse passivo com contas a receber do governo do estado do Maranhão, bem como o parcelamento do saldo, após a mencionada compensação, em 10 anos com reajuste pela taxa de juros Selic.

Processos cíveis

A CEMAR é ré em ação indenizatória movida pela Cervejaria Astra, que alega ter sofrido prejuízos com a paralisação da produção e perda de equipamentos, devido a supostas interrupções no fornecimento de energia elétrica, no valor de R\$9,8 milhões. Foi apresentada contestação e, após, foi produzido laudo pericial inconclusivo. As chances de perda são classificadas como possíveis e não há provisionamento.

A CEMAR é também ré em ação indenizatória movida pelo Município de São Luís, que pede a devolução de valores referentes à Taxa de Iluminação Pública, que supostamente não teriam sido empregados na expansão do sistema de iluminação pública, no valor de R\$20,8 milhões. Foi proferida sentença julgando parcialmente procedente o pedido, ficando a apuração da quantia condicionada à liquidação da sentença, que tomará por base a arrecadação da TIP no período de 1979 a 2000, decisão mantida pelo Tribunal de Justiça do Maranhão, que está sendo contestada por novo recurso da CEMAR. As chances de perda são consideradas prováveis e há provisionamento de R\$19,5 milhões.

Há ainda uma ação indenizatória movida por Remoel Engenharia Terraplanagem Comércio e Indústria Ltda em face da CEMAR, que pleiteia indenização por lucros cessantes e danos decorrentes do descumprimento de diversos contratos por parte da CEMAR, no valor de R\$82,6 milhões. A CEMAR apresentou sua defesa alegando a novação e compensação de dívidas. A perícia judicial concluiu que houve pagamentos em atraso e sem atualização de encargos por parte da CEMAR, gerando um valor devido de R\$115,5 milhões. A CEMAR, por meio de seu assistente técnico, Ernst & Young, pretende apresentar impugnação ao laudo, uma vez que este se baseia em documentos produzidos unilateralmente pela parte autora e aplica índices de correção monetária não previstos contratualmente, dentre outros argumentos. Importante ressaltar que o passivo cobrado pela Remoel se refere ao período anterior à privatização da

CEMAR, ocorrida em 2000 e que, através da Lei Estadual nº 7.514/2000, o Estado do Maranhão assumiu, sob certas condições, esse passivo específico da estatal, razão pela qual os custos decorrentes de uma eventual condenação, em última análise, seriam suportados pelo Estado do Maranhão, que integra o processo na condição de assistente litisconsorcial da CEMAR. Não existe provisão.

Por fim, há diversas ações civis públicas movidas pelo Ministério Público Estadual e Federal em que se objetiva a regularização do fornecimento de energia elétrica em diversos municípios do Estado do Maranhão. Em várias delas foi proferida sentença contrária à CEMAR, com aplicação de multa em caso de descumprimento da obrigação de prestar adequadamente o serviço. No entanto, como se referem basicamente à obrigação de fazer, consistente na regularização de fornecimento de energia elétrica, deverão ser cumpridas pela CEMAR ou resolvidas através de acordo com o Ministério Público, sendo remoto o risco de perda.

VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

A capacidade total de geração de energia instalada no Brasil, em dezembro de 2005, era de 47.524 MW, segundo a Empresa de Pesquisa Energética. Em 2003, o MME aprovou um plano decenal de expansão de acordo com o qual a capacidade total de geração de energia instalada do Brasil está projetada para atingir 117.473 MW até 2012, dos quais 90.022 MW (76,6%) seriam de origem hidrelétrica, 17.072 MW (14,5%) de termelétricas, 8.201 MW (7,0%) de pequenas usinas e 2.178 MW (1,9%) representativos de parcela a ser importada por meio do Sistema Interligado.

Aproximadamente 42% da capacidade instalada de geração de energia dentro do Brasil é atualmente de propriedade da Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal. Por meio de suas subsidiárias, a Eletrobrás é responsável também por 70% da capacidade instalada de transmissão acima de 230 kV. Além disso, alguns Estados brasileiros controlam empresas envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia.

O consumo de energia no Brasil registrou em 2005 um total de 315.328 GWh, valor 4,1% superior ao de 2004, que foi de 302.881GWh. Para os próximos anos espera-se que o crescimento no consumo de energia permaneça correlacionado com o desempenho econômico do país.

Atualmente, empresas privadas possuem aproximadamente 30%, 29% e 63% do mercado de geração, distribuição e transmissão (rede básica), respectivamente, em termos de capacidade total, de acordo com dados da ANEEL.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do poder concedente.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras matérias, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores, e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- *serviço adequado.* A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço;
- *serviços.* O poder concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- *responsabilidade objetiva.* A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, tais como interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem;
- *alterações na participação controladora.* O poder concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária;
- *intervenção pelo poder concedente.* O poder concedente poderá intervir na concessão, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias;
- *término antecipado da concessão.* O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público mediante lei autorizativa específica. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois de a ANEEL ou o MME ter emitido um despacho administrativo final dizendo que a concessionária, entre outras coisas, (1) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, ou (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer

serviços adequados. A concessionária tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária;

- *término por decurso do prazo.* Quando a concessão expira, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia reverterem à União. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados; e
- *penalidades.* A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as pertinentes penalidades com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos licitatórios para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL no caso de (1) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (2) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; ou (3) alterações no controle do detentor da autorização ou concessionário. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas que estejam sujeitas à aprovação da ANEEL, a ANEEL pode determinar restrições aos termos e condições destes contratos e, em casos extremos, determinar a rescisão destes contratos.

Principais Autoridades

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é responsável pela formulação da política energética. Além disso, após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, assumiu certas obrigações que estavam previamente sob a responsabilidade da ANEEL, destacando-se a outorga de concessões e a emissão de instruções para os processos de licitação para concessões referentes aos serviços públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser de regular e supervisionar o setor elétrico, em linha com a política a ser adotada pelo MME.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

O CNPE é presidido pelo MME, e a maioria de seus membros é formada por ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos de energia do Brasil e para garantir o fornecimento de energia no País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para indicar três diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou um decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é realizar leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”). Além disso, a CCEE é responsável, inclusive, por (1) registrar todos os contratos de comercialização de energia no ACR, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), e (2) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é constituída por agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres. Seu Conselho de Administração é formado por quatro membros nomeados por esses agentes e um pelo MME, que é o Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Criada em agosto de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, é responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE são usadas para subsidiar o MME.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, ou CMSE, que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema, propondo medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de uma reserva conjuntural do lado da oferta e outras.

O Novo Modelo para o Setor

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em um esforço para reestruturar o setor elétrico a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004, e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal, não sendo possível prever a decisão.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do Setor Elétrico brasileiro visando (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de energia elétrica. As principais características da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- criação de dois ambientes distintos para comercialização de energia, com (1) um para contratação da energia destinada às empresas de distribuição, chamado ACR, operado a partir de leilões de compra de energia; e (2) um outro mercado com regras de comercialização mais flexíveis, para geradores, consumidores livres e empresas de comercialização de energia, chamado ACL;
- a obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- existência de lastro físico de geração para toda a energia comercializada em contratos;
- restrições a certas atividades de distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio, a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores;
- vedação à celebração de novos contratos de auto-suprimento (*self-dealing*), para fornecer um incentivo para que distribuidoras contratem energia a preços mais competitivos, ao invés de comprar energia de partes relacionadas;
- cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação; e

- proibição de as distribuidoras venderem eletricidade aos consumidores livres a preços não regulamentados e de desenvolverem atividades de geração e de transmissão de energia elétrica.

Ademais, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico excluiu a Eletrobrás e suas controladas Furnas, CHESF, Eletrosul, Eletronorte e CGTEE do Plano Nacional de Desestatização, que é um programa criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

Coexistência de Dois Ambientes de Contratação de Energia

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, negócios de compra e venda de energia serão realizados em dois mercados: (1) o ACR que inclui a contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição por meio de leilões para o atendimento a todo o seu mercado e (2) ACL (“ACL”), que inclui a compra e venda de energia livremente negociada por geradores, consumidores livres e comercializadores.

A energia gerada por (1) aproveitamentos caracterizados como geração distribuída, conectados diretamente no sistema elétrico do comprador (normalmente, usinas de co-geração e pequenas centrais hidrelétricas), (2) usinas qualificadas de acordo com o PROINFA, e (3) Itaipu, não estarão sujeitos a processo de leilão para fornecimento de energia ao ACR. A energia gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada concessionária de distribuição são estabelecidos por meio de quotas definidas pela ANEEL. A tarifa pela qual a energia gerada por Itaipu é comercializada é denominada em dólar norte-americano e estabelecida conforme tratado firmado entre Brasil e Paraguai. Como consequência, a tarifa de Itaipu aumenta ou diminui, em conformidade com a variação da taxa de dólar norte-americano/real. Alterações no preço da energia gerada por Itaipu estão, entretanto, sujeitas ao mecanismo de ressarcimento das variações dos custos da Parcela A discutido abaixo em “Tarifas de Distribuição”.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ACR, empresas de distribuição compram energia para seus mercados de energia por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia serão feitas por meio de dois tipos de contratos: (1) Contratos de Quantidade de Energia, e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia. Esses tipos de contratos estarão formalizados por meio de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”).

Nos termos do Contrato de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. De acordo com o Contrato de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR. Se o gerador tiver um contrato de disponibilidade de energia, não haverá liquidação de diferenças para o gerador, pois o resultado líquido da contabilização das diferenças de todos os geradores contratados nessa modalidade será alocado ao *pool*, para repasse aos consumidores regulados. Assim, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados às distribuidoras. Entretanto, eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Juntos, esses contratos constituem os CCEAR.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a previsão de mercado de cada distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema. As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades projetadas de energia, e não mais os 95% estabelecidos pelo modelo anterior. O não atendimento da contratação da totalidade dos seus mercados pode resultar em multas para as concessionárias de distribuição.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

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

O consumidor que puder escolher seu fornecedor, cujo contrato com a distribuidora tenha prazo indeterminado, somente poderá rescindir seu contrato com a distribuidora local por meio de notificação a tal distribuidora com antecedência

mínima de 15 dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subsequente. Caso o consumidor opte pelo ACL, somente poderá voltar ao sistema regulado uma vez que tenha entregado à distribuidora de sua região aviso com 5 (cinco) anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, se necessária, a construção de novas unidades geradoras possa ser finalizada para suprir os consumidores livres que voltarem ao ACR.

As geradoras estatais podem vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo estas unidades devem fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Atividades Restritas

Distribuidoras do Sistema Interligado não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (2) vender energia a consumidores que optaram por ser consumidores livres adquirindo energia no ACL, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu um período de transição de 18 meses para as empresas se ajustarem a essas regras, a contar da data de sua entrada em vigor, o qual pode ser prorrogado uma única vez pela ANEEL - por outros 18 meses - na hipótese de as empresas não serem capazes de cumprir as exigências dentro do período prescrito.

Eliminação do auto-suprimento (self-dealing)

Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no ACR, a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30% de suas necessidades de energia por meio da energia adquirida de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia onde empresas afiliadas atuarem concomitantemente como vendedoras e compradoras.

Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados.

Compras de Energia de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal editou regulamentação relativa à compra e venda de energia no ACR e no ACL, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Essa regulamentação inclui regras referentes aos leilões, aos contratos de comercialização de energia e ao método de repasse de custos aos consumidores finais.

A regulamentação determina que as distribuidoras de eletricidade devem contratar toda a demanda de energia necessária para o atendimento de 100% de seus mercados ou cargas de acordo com as diretrizes do novo modelo e podem repassar para suas tarifas cobradas dos consumidores o custo da compra de energia em quantidade equivalente a até 103% da energia necessária para o atendimento de seus mercados. Os agentes vendedores de energia devem fornecer suporte comprobatório (lastro) relacionado a 100% de seus contratos de venda às instalações de geração de energia existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem tais exigências estão sujeitos a multas impostas pela ANEEL.

Desde janeiro de 2005, todas as empresas de distribuição são obrigadas a notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, a respeito de mercado estimado de energia para cada um dos cinco anos subsequentes. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres.

O MME estabelece o montante total de energia a ser contratado no ACR e a lista das instalações de geração que têm permissão para participar dos leilões a cada ano.

A nova regulamentação determina que as empresas de distribuição de energia cumpram suas obrigações de contratação de energia basicamente por meio de leilões públicos. Além desses leilões e de contratos celebrados anteriormente a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a empresa de distribuição pode comprar energia de geração distribuída (empresas de geração ligadas diretamente ao sistema da empresa de distribuição) e, compulsoriamente, adquirir cotas de energia proveniente da fase inicial do PROINFA. As distribuidoras de energia presentes nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são obrigadas compulsoriamente a adquirir também energia gerada pela Usina de Itaipu.

Leilões– Energia Existente, Novos Projetos e Ajustes

Os leilões de energia para novos projetos de geração são realizados (1) cinco anos antes da data da entrega inicial (mencionados como leilões “A-5”), e (2) três anos antes da data da entrega inicial (mencionados como leilões “A-3”). São realizados também leilões de energia de empreendimentos existentes de geração de energia (1) realizados um ano antes da data da entrega inicial (mencionados como leilões “A-1”) e (2) realizados no máximo quatro meses antes da data da entrega e com o montante contratado limitado até 1% da carga total contratada do agente de distribuição (mencionados como “ajustes de mercado”). Os editais para os leilões são preparados pela ANEEL, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME.

Cada empresa de geração vencedora nos leilões assina um contrato de compra de energia com cada empresa de distribuição, na proporção da respectiva demanda estimada de energia das empresas de distribuição. A única exceção a essas regras refere-se ao leilão de ajuste de mercado, em que os contratos são entre empresas vendedoras específicas e empresas de distribuição. O CCEAR de ambos os leilões A-5 e A-3 pode ter duração entre 15 e 30 anos, e o CCEAR dos leilões A-1 pode ter duração entre 5 e 15 anos. Contratos resultantes dos leilões de ajuste do mercado são limitados a uma duração de dois anos.

O Leilão de 2004 – Primeiro Leilão de Energia Existente

Em 7 de dezembro de 2004, a CCEE realizou o primeiro leilão de energia existente, conforme as condições estabelecidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (“Mega-Leilão”). Com base nas declarações de necessidades de mercado das distribuidoras, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser comercializado no leilão de 2004. A energia ofertada para compra foi adquirida por meio de contratos que previam o fornecimento às distribuidoras pelo período de 2005 a 2012 (por um preço médio de R\$57,5 por MWh), de 2006 a 2013 (por um preço médio de R\$67,3/MWh), e de 2007 a 2014 (por um preço médio de R\$75,5/MWh). O volume total negociado no leilão foi de, aproximadamente, 1.192.737 GWh.

Depois da conclusão do leilão de 2004, as empresas de distribuição e as vendedoras celebraram os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), estabelecendo as condições, os preços e os montantes de energia contratados. As distribuidoras também foram obrigadas a apresentar garantias financeiras, podendo optar entre fiança bancária, vinculação de receita em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR ou cessão de CDB – Certificado de Depósito Bancário.

Ainda objetivando concluir a fase de transição, em 2 de abril de 2005 ocorreu o segundo leilão de energia existente, para entregas a partir do ano de 2008, com contratos de comercialização de energia elétrica com duração de 8 anos. Nesse leilão, o volume financeiro negociado foi da ordem de R\$7,7 bilhões. As geradoras venderam cerca de 93 milhões de MWh para as distribuidoras, a um preço médio R\$83,1 o MWh, com suprimento entre 2008 e 2015.

Redução do Nível de Energia Contratada

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, conforme alterado (“Decreto nº 5.163/04”), que regula a comercialização de energia de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que empresas de distribuição reduzam o montante de energia contratado através dos CCEARs, referentes à energia proveniente de usinas de geração existentes – “energia velha” (1) para compensar o exercício da opção de compra de energia proveniente de outro fornecedor, pelos consumidores potencialmente livres atendidos de forma regulada, conforme declaração de necessidade de contratação encaminhada ao MME e (2) na hipótese de aumentos nos montantes de energia adquirida nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004. As distribuidoras de energia podem ainda reduzir o montante de energia contratado através dos CCEARs referentes à aquisição de energia no Mega-Leilão em 4% a cada ano durante os quatro

primeiros anos de vigência destes contratos, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores.

As reduções dos CCEAR pelos distribuidores são precedidas da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCS D”), regulamentado pela ANEEL, que permite a utilização das sobras de distribuidoras com energia contratada em volumes superiores à demanda de seu mercado por distribuidoras com consumo de energia acima do previsto.

Limitação de Repasse

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência (VR), que corresponde à média ponderada dos preços da energia nos leilões A-5 e A-3, calculado para todas as empresas de distribuição, cria um incentivo para empresas de distribuição contratarem suas demandas esperadas de energia nos leilões A-5. O VR será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de comercialização de energia dos novos projetos de geração de energia, firmados em A-5. Do quarto ano em diante, os custos de aquisição da energia desses projetos serão integralmente repassados. O decreto estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes de sobrecontratação que ultrapassem 103% da carga anual de fornecimento da distribuidora;
- durante os três primeiros anos de entrega, repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão “A-3”, se o volume da energia adquirida exceder 2% da demanda verificada 2 anos antes (ou seja, em “A-5”);
- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do “Limite Inferior de Contratação” definido pelo Decreto Nº 5.163/04;
- de 2005 a 2009, compras de energia das instalações existentes no leilão “A-1” estão limitadas a 1% da carga das empresas de distribuição verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade da distribuidora. Se a energia adquirida no leilão “A-1” exceder o limite de 1%, o repasse de custos da parcela excedente aos consumidores finais está limitado a 70% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada pelas instalações existentes de geração; e
- se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratarem integralmente suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo às tarifas dos consumidores será sempre equivalente ao menor valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e o VR, representando um risco de preço às distribuidoras.

Índice para Repasse de Energia Fornecida por Itaipu

A energia gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada concessionária de distribuição que operam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são estabelecidos por meio de quotas definidas pela ANEEL, proporcionais ao mercado consumidor de cada distribuidora. As concessionárias de distribuição de energia com concessões nas regiões Norte e Nordeste não são obrigadas a adquirir energia de Itaipu. A tarifa pela qual a energia gerada por Itaipu é comercializada é denominada em dólar norte-americano e estabelecida conforme tratado firmado entre Brasil e Paraguai. Como consequência, a tarifa de Itaipu aumenta ou diminui, conforme a variação da taxa de dólar norte-americano/real. Não obstante, essas flutuações no custo da energia comprada de Itaipu compõem a CVA, compensadas em reajustes tarifários futuros.

A ANEEL determina anualmente o Índice para Repasse de Energia Fornecida por Itaipu, em dólar norte-americano.

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

Em 2000, a ANEEL estabeleceu limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. Dentro destes limites, com exceção de empresas que participem do Programa Nacional de Desestatização (que

precisarão somente atender tais limites quando sua reorganização societária for concluída), nenhuma empresa de energia elétrica (inclusive suas controladoras e controladas) poderá (1) deter mais do que 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, salvo no caso de tal porcentagem corresponder à capacidade instalada de uma única usina geradora, (2) deter mais do que 20% do mercado de distribuição brasileiro, 25% do mercado de distribuição do Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição do Norte/Nordeste, salvo no caso de aumento da distribuição de energia elétrica que exceda as taxas de crescimento nacionais ou regionais ou (3) deter mais do que 20% do mercado de comercialização brasileiro para consumidores finais, 20% do mercado de comercialização brasileiro para consumidores não finais ou 25% da soma dos percentuais anteriores.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) uma tarifa pelo transporte de energia no sistema da distribuidora (tarifas de uso do sistema de distribuição), ou TUSD, e (ii) uma tarifa pelo uso do sistema de transmissão, compreendendo a Rede Básica e suas instalações auxiliares, ou TUST. Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado Sul/Sudeste pagam taxas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu. Nos últimos anos, o Governo Federal teve por meta a melhoria do sistema de transmissão nacional e, como resultado, algumas empresas de transmissão se envolveram em programas de expansão significativos, que foram custeados por aumentos nas tarifas de transmissão. O aumento nas tarifas de transmissão e taxas pagas pelas Concessionárias de Distribuição são repassados aos seus respectivos clientes através dos Reajustes de Tarifas Anuais. Abaixo é apresentado um resumo de cada tarifa ou taxa.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD é paga por concessionárias e consumidores livres, pelo uso do sistema de distribuição de uma empresa de distribuição à qual estão conectados, sendo revisada anualmente de acordo com a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente a TUSD é composta por duas parcelas. Uma denominada “TUSD encargos” cobrada com base no consumo de energia, e outra, a “TUSD fio” cobrada pela demanda contratada.

É importante notar que um consumidor que opte pelo mercado livre continuará pagando a TUSD ao distribuidor local e deixará de pagar a tarifa de energia, a TE, tendo em vista a contratação do fornecimento de energia com outro fornecedor.

A diminuição da receita decorrente da saída do consumidor livre não impõe necessariamente à distribuidora redução nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que permanece sendo auferida pela distribuidora, mesmo quando o consumidor potencialmente livre opta por outro fornecedor de energia.

O Decreto nº 5.597, de 26 de novembro de 2005, contudo, autorizou os consumidores livres a se conectarem à rede básica por meio de rede própria. Como resultado, caso um consumidor livre se conecte diretamente à rede básica, sem utilizar o sistema de distribuição da concessionária, o pagamento da TUSD não será mais devido. Dessa forma, pode haver redução nas margens de lucro das distribuidoras de energia, decorrente do não pagamento de TUSD por parte dos consumidores livres conectados diretamente à rede básica.

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A TUST é paga por empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que incorpora custos de expansão da própria rede). De acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações para o ONS em contrapartida do recebimento de pagamentos de usuários do sistema de transmissão. Usuários da rede, inclusive empresas de geração, empresas de distribuição e consumidores livres, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão mediante o pagamento de tarifas. Outras partes da rede que são de propriedade de empresas de transmissão, mas não consideradas como parte da rede de transmissão, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica para a empresa de transmissão.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva operada em corrente contínua e alternada, que não é considerada como parte da Rede Básica ou do sistema de conexão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica chamada de tarifa de transporte de Itaipu, paga pelas empresas que compulsoriamente compram energia de Itaipu, proporcionalmente às respectivas quotas.

Tarifas de Distribuição de Energia

Os valores das tarifas de distribuição são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: (1) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- custos de energia comprada para revenda de acordo com Contratos Iniciais;
- custos de energia comprada de Itaipu;
- custos de energia comprada de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes;
- preços de energia comprada em leilões públicos;
- determinados encargos tarifários (*taxas regulatórias*); e
- custos de conexão e transmissão.

Para contratos de compra de energia pelas distribuidoras, celebrados até 16 de março de 2004, ficaram mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia, com limites de repasse dos preços de compra às tarifas dos consumidores da distribuidora, baseados em Valores Normativos, determinados pela ANEEL. Para contratos de compra de energia celebrados após aquela data, os critérios de repasse foram alterados, conforme explicado anteriormente no item “Limitação de Repasse”.

A Parcela B compreende itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais).

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste Anual de Tarifa. Os custos da Parcela A são geralmente totalmente repassados às tarifas. Os custos da Parcela B, por sua vez, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um fator chamado de “Fator X” (componente que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional).

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que geralmente variam entre três e cinco anos. Nessas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados e (2) o fator X é calculado com base em três componentes: (i) Xc estabelecido a cada ano, é baseado na satisfação do cliente conforme pesquisa da ANEEL; (ii) Xa, também estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPC-A e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal da distribuidora (uma vez que usualmente os aumentos de salários se baseiam no IPC-A e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M) e; e (3) Xe, estabelecido a cada revisão periódica de acordo com a projeção dos ganhos de produtividade que serão auferidos pela concessionária devido ao crescimento de mercado até a próxima revisão tarifária.

O fator X é usado para ajustar a proporção da mudança no índice IGP-M que deve ser aplicada ao componente da Parcela B nos reajustes anuais. Dessa forma, quando da conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X (devido à aplicação do Xe) determina o compartilhamento dos ganhos de produtividade das empresas de distribuição com os clientes finais.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Desde 2002, em conformidade com novos critérios de enquadramento estabelecidos em lei, um número adicional de clientes de baixa renda têm-se beneficiado da tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal através da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial aos novos consumidores de baixa renda após a edição da lei, foi financiado pela Eletrobrás com fundos da RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foi determinado que as empresas de distribuição seriam compensadas pela perda de receitas resultante da Tarifa Especial pelo Governo Federal ao incremento com fundos derivados de dividendos pagos pela Eletrobrás e outras empresas estatais federais e da CDE. Desde então, a diferença entre o valor efetivamente faturado pelas distribuidoras de energia com a aplicação da tarifa especial aos clientes de baixa renda e o valor que teria sido faturado com a aplicação das tarifas normais é pago diretamente às distribuidoras de energia mensalmente pela Eletrobrás com recursos oriundos da CDE.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, conforme alterada, e no Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998, conforme alterado, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, entre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, os agentes comercializadores e/ou importadores de energia. Diferentemente da prestação dos serviços de distribuição e transmissão, cujos preços são regulados, na comercialização de energia elétrica os preços são fixados livremente, balizados pelas condições de mercado.

A Desverticalização no Âmbito do Novo Modelo

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, tendo como objeto a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995. Basicamente, o processo de desverticalização tem como objetivos (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração; (ii) de transmissão, (iii) de venda de energia a consumidores livres; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

As atividades estranhas aos serviços públicos de distribuição de energia elétrica desenvolvidas por concessionárias de acordo com os respectivos contratos de concessão deverão ser incluídas como fontes alternativas de receita da concessionária e os rendimentos advindos de tais atividades serão considerados para a determinação dos valores das tarifas aplicáveis, com vistas à modicidade tarifária dos serviços de energia elétrica.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no Sistema Interligado não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica deverão adaptar-se às regras de desverticalização referidas acima no prazo de até 18 meses a contar da publicação da Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, isto é, setembro de 2005.

O prazo acima estabelecido poderá ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, por igual período, se efetivamente comprovada a impossibilidade no cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Em 2002, o PROINFA foi estabelecido pelo Governo Federal para criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, pequenas usinas hidrelétricas e projetos de biomassa, no sistema interligado. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes alternativas por um período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, a exceção dos consumidores de baixa renda. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW (um terço para cada fonte). Projetos que buscam qualificar-se para os benefícios oferecidos pelo PROINFA devem estar totalmente operacionais até 30 de dezembro de 2008.

Encargos Setoriais

Em determinadas circunstâncias, as empresas de energia são compensadas por ativos ainda não depreciados, usados na concessão caso a mesma seja revogada ou não renovada ao final do contrato de concessão. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, conforme alterado, com o objetivo de prover fundos para essa compensação. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operam sob regimes de serviço público fizessem contribuições mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em serviço, até um teto de 3% do total das receitas operacionais em cada ano. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição. O Fundo RGR está programado para ser suspenso até 2010, e a ANEEL está obrigada a revisar a tarifa de tal forma que o consumidor receba algum benefício pelo término do Fundo RGR.

No modelo institucional anterior a 2004, o Governo Federal impunha uma taxa aos Produtores Independentes de Energia baseada em recursos hídricos, exceto por pequenas usinas hidrelétricas, similar à taxa cobrada de empresas do setor público em associação como Fundo RGR. Produtores Independentes de Energia eram obrigados a fazer contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP, de acordo com as regras do processo de licitação pública correspondente para a outorga de concessões. Já no modelo regulatório atual, a licitação de novos empreendimentos terá como critério vencedor o lance pela menor tarifa na venda de energia elétrica ao ACR.

Empresas de distribuição, e empresas de geração que vendem diretamente a clientes finais, são obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível - CCC que foi criada pela Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989, conforme alterada, com o objetivo de gerar reservas financeiras para cobertura de custos de combustíveis associados ao aumento do uso de usinas de energia termelétrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário para a geração de energia pelas usinas termelétrica no ano seguinte. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o governo estabeleceu a extinção da CCC. Estes subsídios estão sendo gradualmente extintos, desde 2003, durante um período de três anos para usinas de energia termelétrica construídas até fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao Sistema Elétrico Interligado Nacional. Usinas termelétricas construídas depois daquela data não terão direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o governo estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos com o intuito de promover a geração de energia nestas regiões.

À exceção de algumas pequenas usinas de energia hidrelétricas, todas as instalações hidrelétricas no Brasil devem pagar uma taxa a estados e municípios pelo uso de recursos hídricos, a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos, ou CFURH, que foi introduzida em 1989. As taxas são determinadas com base no volume de energia gerado por cada empresa e são pagas aos estados e municípios onde a usina ou o reservatório da usina está localizado.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, conforme alterada, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE, que é financiada por pagamentos anuais feitos por concessionárias pelo uso de ativos públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelas taxas anuais pagas por agentes que oferecem energia a usuários finais, por meio de um valor adicionado às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão

e distribuição. Estas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção de energia em todo o país, (2) à produção de energia por fontes alternativas, e (3) à universalização de serviços de energia em todo o Brasil. A CDE permanecerá em vigor por 25 anos e é administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição ao RGR, PROINFA, CDE, CCC, compensação financeira por utilização de recursos hídricos, ou de pagamentos devidos em virtude da compra de energia e no ACR ou de Itaipu impedirá que a parte inadimplente receba reajuste de tarifa (exceto a revisão extraordinária) ou receba recursos advindos do RGR, CDE ou CCC.

Mecanismo de Realocação de Energia

A proteção contra riscos hidrológicos para Usinas Hidrelétricas com despacho centralizado é proporcionada pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com as normas brasileiras, o principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada, desde que a geração efetiva da totalidade das usinas pertencentes ao MRE seja igual ou superior à energia assegurada do conjunto de usinas. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram abaixo. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da Energia Assegurada, é precificada por uma tarifa denominada “Tarifa de Energia de Otimização” - TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador.

ADMINISTRAÇÃO

A Equatorial é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. De acordo com o Contrato de Adesão ao Nível 2 firmado com a BOVESPA em 14 de março de 2006, a Equatorial está sujeita a determinadas regras relativas à administração que decorrem do Regulamento do Nível 2 e do Contrato de Adesão ao Nível 2, conforme descrito a seguir.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é o órgão de deliberação colegiada da Equatorial, responsável pelo estabelecimento de suas políticas gerais de negócio, incluindo a estratégia de longo prazo. É responsável também, dentre outras atribuições, pela supervisão da gestão dos diretores da Equatorial. As decisões do Conselho de Administração são tomadas por maioria dos votos dos membros presentes à reunião. As reuniões do Conselho de Administração são realizadas sempre que necessário, por convocação do presidente do Conselho de Administração, ou pela maioria de seus membros, podendo a convocação ser dispensada se presente a totalidade dos Conselheiros.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração deve ter no mínimo 3 membros, devendo cada um deles ser necessariamente acionista da companhia, muito embora não exista um limite de participação acionária para tanto. O Regulamento do Nível 2, entretanto, prevê que o Conselho de Administração deve ter, no mínimo, 5 membros, eleitos pela Assembléia Geral, dos quais, no mínimo, 20% (vinte por cento) deverão ser conselheiros independentes, sendo assim considerados aqueles que (i) não tenham qualquer vínculo com a companhia, exceto participação de capital; (ii) não sejam acionista controlador, cônjuge ou parente até segundo grau daquele, ou não sejam ou não tenham sido, nos últimos 3 anos, vinculados a sociedade ou entidade relacionada ao acionista controlador (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); (iii) não tenham sido, nos últimos 3 anos, empregados ou diretores da companhia, do acionista controlador ou de sociedade controlada pela companhia; (iv) não sejam fornecedores ou compradores, diretos ou indiretos, de serviços e/ou produtos da companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não sejam funcionários ou administradores de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à companhia; (vi) não sejam cônjuges ou parentes até segundo grau de algum administrador da companhia; (vii) não recebam outra remuneração da companhia além da de conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação no capital estão excluídos desta restrição). Os conselheiros eleitos mediante faculdade prevista pelo art. 141, §§ 4º e 5º ou pelo art. 239 da Lei das Sociedades por Ações também se enquadram na categoria de independente.

Ainda de acordo com o Regulamento do Nível 2, os conselheiros devem ter mandato unificado de, no máximo, 2 anos, sendo permitida a reeleição. Todos os membros do Conselho de Administração e da diretoria devem subscrever um termo de anuência ao Regulamento do Nível 2, condicionada a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento. Por meio do termo de anuência, os novos administradores da companhia responsabilizam-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Adesão ao Nível 2, com o Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Nível 2.

Neste sentido, nosso Estatuto Social estabelece um número mínimo de 5 conselheiros e máximo de 9 conselheiros. Os Conselheiros são eleitos em Assembléia Geral de acionistas por um prazo de 2 anos, permitida a reeleição, podendo ser destituídos pelos acionistas reunidos em Assembléia Geral. Atualmente, o Conselho de Administração da Equatorial é formado por 8 membros, eleitos na Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 10 de março de 2006, com mandato até a Assembléia Geral Ordinária de 2007.

Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, o membro do Conselho de Administração está proibido de votar em qualquer assembléia ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais este tenha um conflito de interesses com a companhia.

Conselheiros da Equatorial

Nome	Cargo	Data de Posse	Idade	Prazo do Mandato ⁽¹⁾
Octavio Côrtes Pereira Lopes	Conselheiro	10.03.2006	34 anos	AGO de 2007
Gilberto Sayão da Silva	Conselheiro	10.03.2006	35 anos	AGO de 2007
Alessandro Monteiro Morgado Horta	Conselheiro	10.03.2006 ⁽²⁾	35 anos	AGO de 2007
Carlos Augusto Leone Piani	Conselheiro	10.03.2006 ⁽²⁾	32 anos	AGO de 2007
Eduardo Alcalay	Conselheiro	10.03.2006 ⁽²⁾	37 anos	AGO de 2007
Firmino Ferreira Sampaio Neto	Conselheiro	10.03.2006	60 anos	AGO de 2007
Darlan Dórea Santos	Conselheiro Independente	10.03.2006	63 anos	AGO de 2007
Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa	Conselheiro Independente	10.03.2006	44 anos	AGO de 2007

⁽¹⁾ O prazo do mandato de cada um dos membros do conselho de administração da Equatorial deve se encerrar na AGO de 2007, ressalvadas hipóteses de renúncia, destituição ou falecimento.

⁽²⁾ reeleição dos Conselheiros eleitos na AGE de 30.04.2004.

Diretoria

Os diretores são os representantes legais da Equatorial, responsáveis, principalmente, pela administração cotidiana da Equatorial e pela implementação das políticas e diretrizes gerais estabelecidas pelo Conselho de Administração.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada membro da Diretoria deve ser residente no País, podendo ser acionista ou não. Além disso, até, no máximo, um terço dos cargos do Conselho de Administração poderão ser preenchidos por membros da Diretoria.

Nosso Estatuto Social estabelece que a Diretoria será composta de, no mínimo, 2 Diretores, sendo um Diretor-Presidente e um Diretor Financeiro, e os demais membros eleitos para compor a Diretoria não terão designação específica, todos com mandato de 1 ano, permitida a reeleição.

Atualmente, a Diretoria é composta por 2 Diretores, eleitos em maio de 2004. Os Diretores podem ser eleitos pelo Conselho de Administração com mandato de 3 anos, permitida a reeleição, podendo, a qualquer tempo, ser por ele destituídos.

Diretores da Companhia

Nome	Cargo	Data de Posse	Idade	Prazo do Mandato
Octavio Côrtes Pereira Lopes*	Presidente	06.01.2006	34	AGO de 2006
Carlos Augusto Leone Piani*	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	06.01.2006	32	AGO de 2006
Eduardo Francisco Lobo	Diretor de Gente	Não aplicável	48	Não aplicável
Augusto Miranda Paes Jr.	Diretor de Engenharia	Não aplicável	45	Não aplicável
Marcelino da Cunha Machado Neto	Diretor Comercial	Não aplicável	47	Não aplicável
Sheilly Contente	Consultora de Assuntos Regulatórios	Não aplicável	50	Não aplicável

* Diretores estatutários

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Equatorial não é permanente. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração e da auditoria externa das companhias. Suas principais atribuições são fiscalizar os atos dos administradores e examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras do exercício social.

O Conselho Fiscal é instalado apenas nos exercícios em que for solicitado pelos acionistas de acordo com o disposto na Lei das Sociedades por Ações. Caso instalado, o Conselho Fiscal será integrado por 3 a 5 membros efetivos e igual número e suplentes, eleitos pela Assembléia Geral. Neste caso, os seus membros e suplentes, acionistas ou não, são eleitos pela Assembléia Geral que delibera sua instalação e fixa os honorários, respeitados os limites legais. Quando de seu funcionamento, o Conselho Fiscal tem as atribuições e os poderes conferidos por lei. O período de funcionamento do Conselho Fiscal termina na primeira Assembléia Geral Ordinária realizada após sua instalação.

Informação Biográfica

Apresentamos a seguir um resumo da experiência profissional e da formação dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria. O endereço comercial de cada conselheiro e diretor da Equatorial é: Av. Cel. Colares Moreira, 477, São Luís – Maranhão.

Octavio Côrtes Pereira Lopes, 34, Conselheiro e Diretor Presidente – O Sr. Pereira Lopes é Conselheiro da Equatorial desde abril de 2004 e Diretor Presidente desde janeiro de 2006. O Sr. Pereira Lopes também Diretor Presidente da CEMAR desde maio de 2004. De 1997 a 2004, trabalhou na GP Investimentos, de onde é sócio desde 2000. Pela GP Investimentos, atuou como membro dos conselhos da Gafisa, Submarino, IBest, International Health Holdings, Fratelli Vita, Shoptime, Webmotors, Mercado Eletrônico, Hopi Hari e Playcenter. Antes de ingressar na GP Investimentos, Pereira Lopes trabalhou de 1996 a 1997 no ING Barings e de 1991 a 1994 na MCM Consultores Associados. O Sr. Pereira Lopes é graduado em Economia pela Universidade de São Paulo e possui MBA da The Wharton School, University of Pennsylvania.

Gilberto Sayão da Silva, 35, Conselheiro - o Sr. Sayão é Vice-Presidente do Conselho de Administração da CEMAR e conselheiro da Equatorial desde abril de 2004. Atualmente, o Sr. Sayão é sócio do Banco Pactual responsável pelas Área de Investimentos, Finanças Corporativas e *Hedge Funds*. Desde 1998, o Sr. Sayão faz parte do Comitê Executivo do Banco, participando das decisões estratégicas e corporativas da instituição. Iniciou sua carreira no Banco Pactual em 1993 na área de Sistemas e em 1995 tornou-se sócio. O Sr. Sayão cursou Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio.

Alessandro Monteiro Morgado Horta, 35, Conselheiro - o Sr. Horta é Conselheiro da Equatorial desde abril de 2004 e Conselheiro da Cemar desde março de 2006. Desde 2003, o Sr. Horta é o sócio diretor responsável pela Área de Administração e Operações do Banco Pactual. De 2001 a 2003, o Sr. Horta foi o sócio responsável pela Área de Investimentos e foi um dos responsáveis pela sub-comissão de Private Equity da ANBID na elaboração da Instrução CVM Nº 391. Entre 1998 e 2001, o Sr. Horta trabalhou no Banco Icatu, onde foi sócio responsável pelos investimentos em renda variável e *merchant banking*, e pelo trabalho de governança corporativa dos principais investimentos realizados. Neste período, participou do Conselho Consultivo da Saraiva Livreiro e Editores. O Sr. Horta é graduado em Engenharia Eletrônica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio.

Carlos Augusto Leone Piani, 32, Conselheiro e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores – O Sr. Piani é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Equatorial desde janeiro de 2006 e Conselheiro desde março de 2006. O Sr. Piani também é Diretor Presidente da Cemar desde março de 2006 e foi Vice-Presidente e Diretor Relações com Investidores da CEMAR entre maio de 2004 e março de 2006. Antes, trabalhou durante 6 anos no Banco Pactual. Entre 2000 e 2004, coordenou a gestão de fundos de capital de risco administrados pela Área de Investimentos do Banco. Neste período, atuou como membro do conselho de administração da Proteus Soluções em Tecnologia da Informação S.A., Visionnaire S.A., Extracta Moléculas S.A., Padtec S.A., Pini S.A, Automatos International Ltd. e SpringWireless Ltd. e como conselheiro fiscal suplente da Eletropaulo Metropolitana Energia Elétrica de São Paulo S.A. Entre 1998 a 2000, trabalhou na área de Finanças Corporativas em operação voltadas para os setores de infra-estrutura. Antes do Pactual, trabalhou em 1997 na Ernst & Young como analista do Departamento de Business Valuation. O Sr. Piani é graduado em Informática pela PUC-RJ e em Administração de Empresas pelo IBMEC. Além disto, obteve o título de CFA Charterholder pelo CFA Institute em 2003.

Eduardo Alcalay, 37, Conselheiro – O Sr. Alcalay é conselheiro da Equatorial desde março de 2006. O Sr. Alcalay é sócio da GP Investimentos desde dezembro de 2005. O Sr. Alcalay foi, também, sócio co-fundador da *Singular Partners*, uma firma especializada em consultoria financeira, envolvendo M&A e reestruturação financeira. De 2000 a 2003, o Sr. Alcalay trabalhou na UOL e Grupo Folha, onde atuou como responsável em operações de financiamento e, em 2001, foi eleito Vice-Presidente do Conselho de Administração da UOL. O Sr. Alcalay também foi diretor financeiro na área de M&A na *Donaldson, Lufkin & Jenrette* de 1998 a 2000 e líder na área de M&A do Banco de Investimentos Garantia entre 1992 e 1998. O Sr. Alcalay é graduado em direito pela Universidade de São Paulo e em administração de empresas pela Fundação Getúlio Vargas.

Firmino Ferreira Sampaio Neto, 60, Conselheiro – O Sr. Sampaio é Presidente do Conselho de Administração da Equatorial desde março de 2006 e Conselheiro da Cemar desde maio de 2004. Sr. Sampaio Neto foi presidente da Eletrobrás entre os anos de 1996 e 2001 e Presidente da Eletrobrás Termonuclear entre os anos de 2000 e 2001. O Sr. Sampaio Neto foi Presidente e Diretor Financeiro da COELBA por 14 anos. Membro do Conselho de Administração de Furnas, Itaipu Binacional, CHESF, Eletrosul, Gerasul, CEMIG, ENERSUL, CEMAT e LIGHT. O Sr. Sampaio Neto é graduado em Economia pela UFBA e pós-graduado em Planejamento Industrial pela SUDENE/IPEA/FGV.

Darlan Dórea Santos, 63, Conselheiro Independente – Sr. Dórea Santos é conselheiro independente da Equatorial desde março de 2006. Entre 1973 e 1983, ocupou cargos executivos na área financeira, entre os quais, gerente de financiamentos à projetos de infra-estrutura e serviços públicos no Banco de Desenvolvimento do Estado da Bahia - DESENBANCO, Diretor da Promoções e Participações da Bahia S.A - PROPARG, empresa pública de participações acionárias do Estado da Bahia, e membro da Comissão Técnica para o Desenvolvimento Urbano da Associação Brasileira de Instituições Financeiras de Desenvolvimento - ABDE. Em 1983 ingressou no Sistema BNDES, do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, tendo ocupado o cargo de Diretor Executivo da Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME, entre outubro de 1983 a fevereiro de 1999 e Diretor do BNDES de fevereiro de 1999 a janeiro de 2003, aposentando-se pelo BNDES em março de 2004. Atualmente é sócio presidente da Empresa de Consultoria Damar Assessoria Empresarial e Econômica Ltda. O Sr. Dórea Santos é economista formado pela Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia.

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa, 44, Conselheiro Independente - O Sr. Mello Pedrosa é conselheiro independente da Equatorial desde março de 2006. O Sr. Pedrosa é Presidente Executivo da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel). O Sr. Pedrosa é professor de regulação do IBMEC. Trabalhou na Eletronorte e na Chesf, tendo atuado também como assessor da Subcomissão de Energia e da Comissão de Infra-Estrutura do Senado Federal. Durante quatro anos, o Sr. Pedrosa foi diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O Sr. Pedrosa é graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade de Brasília (UnB), com formação técnica complementar em sistemas auxiliares de usinas hidrelétricas, turbinas hidráulicas e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e MBA pela FIA-USP.

Eduardo Francisco Lobo, 48, Diretor de Gente – O Sr. Lobo é Diretor de Gente da CEMAR desde junho de 2004. O Sr. Lobo possui mais de 20 anos experiência na área de recursos humanos, tendo trabalhado na Siderúrgica Gerdau entre outubro de 1988 e maio de 2004, na Cimetal Floresta entre novembro de 1984 e outubro de 1987, e na Companhia Agrícola de Minas Gerais – CAMIG entre os anos de 1974 e 1984. O Sr. Lobo é graduado em Administração de Empresas pela Faculdade de Administração e Finanças de Norte de Minas/MG e possui pós-graduação em recursos humanos pela FGV e em gestão de negócio pela FDC.

Augusto Miranda Paz Júnior, 47, Diretor de Engenharia – O Sr. Miranda é Diretor de Engenharia da CEMAR desde julho de 2004. O Sr. Miranda é experiente executivo com mais de 20 anos no setor elétrico. Antes de ingressar na CEMAR, o Sr. Miranda exerceu diversos cargos nas áreas de gestão da manutenção do sistema elétrico na COELBA, sendo também representante da COELBA junto ao CCON. O Sr. Miranda é engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal da Bahia, com especialização em Gestão de Manutenção promovida pela Eletrobrás em convênio com a PUC/RJ e a Escola Federal de Engenharia de Itajubá/MG e MBA em gestão de empresas de energia elétrica pela FGV/SP.

Marcelino da Cunha Machado Neto, 45, Diretor Comercial – O Sr. Machado é Diretor Comercial da CEMAR desde maio de 2004. O Sr. Machado ingressou na CEMAR em 1983 no cargo de engenheiro eletricitista. Exerceu diversos cargos de gerência, sendo designado em setembro de 2002 para o cargo de Diretor Técnico, assumindo posteriormente os cargos de Diretor de Distribuição e Diretor Comercial. O Sr. Machado é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Gama Filho/RJ, com especialização em Proteção de Sistemas Elétricos, promovido pela Eletrobrás em convênio com a UERJ e pós-graduação em Gestão Empresarial pela FGV/ISAN.

Sheilly Caden Contente, 50 – A Sra. Contente é Consultora de Assuntos Regulatórios da CEMAR desde julho de 2004. Antes, a Sra. Contente foi funcionária de carreira da COELBA durante março de 1978 a outubro de 2000, onde ocupou diversos cargos de gerência e foi também representante junto à ABRADÉE, o Comitê Executivo do MAE e o Grupo Especial Técnico Operacional do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. De outubro de 2000 a julho de 2004, a Sra. Contente foi responsável pela Diretoria de Regulação e Tarifas do Grupo Guarani S/A, controlador das empresas COELBA, CELPE e COSERN. A Sra. Contente é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (UFBA) e pós-graduada em Engenharia de Sistemas Elétricos pela Escola de Engenharia de Itajubá (EFEI-MG).

Remuneração

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, é responsabilidade dos acionistas, em Assembléia Geral, fixar, anualmente, o montante individual ou global da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial. Se fixada globalmente, cabe ao Conselho de Administração deliberar sobre a forma de distribuição do valor fixado entre os seus membros e os da Diretoria.

Para o presente exercício social, a remuneração anual dos administradores da Equatorial foi fixada, de forma global, pela Assembléia Geral Ordinária, realizada em 10 de março de 2006, em até R\$5,756 milhões.

Acordos ou outras Obrigações Relevantes entre a Companhia e seus Conselheiros e Diretores

Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR

Na assembléia geral de acionistas realizada no dia 23 de dezembro de 2005, a CEMAR aprovou um plano de opção de compra de ações, nos termos do artigo 168, parágrafo terceiro da Lei 6.404/76 (“Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR”).

O Plano de Opção de Compra de Ações - CEMAR é administrado por um comitê (“Comitê”), formado por 3 (três) membros do Conselho de Administração da CEMAR. O Comitê possui poderes para estabelecer as normas apropriadas a respeito da concessão de opções a cada ano, por meio de programas de opções de ações (“Programas”). A concessão de opções, através da instituição dos Programas, deve respeitar o limite máximo de 3% (três por cento) das ações de emissão da CEMAR existentes na data de concessão de cada programa, as quais, uma vez exercida a opção pelos beneficiários interessados, serão emitidas. Também poderão ser oferecidas opções de compra de ações existentes em tesouraria, mediante prévia aprovação da CVM.

Através da instituição pelo Comitê do Programa de Opção de Compra de Ações da CEMAR - 2005 (“Programa CEMAR 2005”), foram definidas (i) as pessoas às quais as opções seriam outorgadas naquele ano; (ii) que os beneficiários teriam direito de subscrever com o exercício da opção apenas ações ordinárias, representativas de até 3% das ações de emissão da CEMAR existentes na data de concessão do Programa CEMAR 2005, ou seja, 480.917.295.334 ações; e (iii) que a opção poderia ser exercida em até 5 (cinco) lotes. Salvo deliberação do Comitê, o prazo final para exercício do último lote das opções já concedidas no âmbito do Programa CEMAR 2005 é em 31 de janeiro de 2011.

O preço de emissão das ações a serem subscritas pelos beneficiários do Programa CEMAR 2005 é de R\$0,01, por lote de 1.000 (mil) ações, corrigido pelo IGP-M, acrescido dos juros de 8% a.a. (oito por cento ao ano), contados de 03 de maio de 2004 até a data do efetivo exercício das opções.

Não foram aprovados pela CEMAR outros Programas, que não o Programa CEMAR 2005. O Plano de Opção de Compra de Ações - CEMAR poderá ser extinto, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração da CEMAR.

Até a presente data, o Comitê, dentro do Programa CEMAR 2005, alocou opções para subscrição de 404.531.598.256 ações ordinárias para 6 administradores e 4 colaboradores, e cancelou opções para subscrição de 76.385.697.078 ações ordinárias que não serão alocadas a nenhum beneficiário. Das opções alocadas já foram subscritas 204.329.735.847 ações ordinárias que, por sua vez, foram integralizadas no capital da Equatorial, conforme o Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial. A totalidade das opções restantes (totalmente alocadas) dá direito de subscrição de 200.201.862.409 ações ordinárias que representariam hoje 1,2% do capital total da CEMAR, caso fossem inteiramente subscritas.

Plano de Opção de Compra de Ações (Equatorial)

Na assembléia geral de acionistas realizada no dia 02 de fevereiro de 2006, a Equatorial aprovou o Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, nos termos do artigo 168, parágrafo terceiro da Lei 6.404/76.

O Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial é administrado por um comitê, formado por 3 membros do seu Conselho de Administração. O Comitê possui poderes para estabelecer as normas apropriadas a respeito da concessão de opções, e conforme deliberação do Conselho de Administração determinou a criação de dois programas de opções de ações dentro das regras do plano (“Programa 1 de Opção de Compra de Ações Equatorial” e “Programa 2 de Opção de Compra de Ações Equatorial”).

Programa 1 de Opção de Compra de Ações Equatorial (“Programa 1”)

O Programa 1 contempla opções para subscrição de 2.934.242 ações ordinárias e 5.868.481 ações preferenciais de emissão da Equatorial que já foram inteiramente alocadas para três administradores da Equatorial. O preço de subscrição destas ações é de R\$1,00 (um real) por lote de 100.000 ações, corrigido pelo Índice Geral de Preços de Mercado divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (“IGP-M/FGV”) a partir de 9 de março de 2006. O exercício por cada beneficiário do Programa 1 de suas opções é condicionado a integralização das ações subscritas ou adquiridas ao amparo do Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR, observada a seguinte proporção: para cada 1.000.000 (um milhão) de ações subscritas ou adquiridas ao amparo do Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR, o Beneficiário poderá exercer a opção de adquirir ou subscrever 11,85 ações ordinárias e 23,69 ações preferenciais, objeto do Programa 1.

Até a presente data, já foram subscritas 1.613.835 ações ordinárias e 3.227.658 ações preferenciais de emissão da Equatorial dentro do Programa 1. A totalidade das opções ainda não exercidas dentro do Programa 1 dá direito a subscrição de 1.320.407 ações ordinárias e 2.640.823 ações preferenciais de emissão da Equatorial, que implicariam em diluição adicional para os novos investidores equivalente a 2,0%, sem considerar o exercício da Opção de Units Suplementares.

Programa 2 de Opção de Compra de Ações Equatorial (“Programa 2”)

O Programa 2 contempla opções para subscrição de 2.271.858 ações ordinárias e 4.543.712 ações preferenciais de emissão da Equatorial. O preço de subscrição das ações ordinárias e preferenciais a serem subscritas em razão do exercício das opções objeto deste Programa 2 será sempre igual ao preço médio das ações ordinárias e preferenciais da Companhia negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (“BOVESPA”) nos 30 (trinta) dias anteriores a data de

exercício das respectivas opções, e os beneficiários são obrigados a usar, única e exclusivamente, ações subscritas ou adquiridas ao amparo do Plano de Opção de Compra de Ações CEMAR, na integralização destas ações constantes. Na avaliação das ações de emissão da CEMAR para esta integralização é aplicada uma fórmula paramétrica que leva em conta as cotações de mercado médias das ações da Equatorial nos 30 últimos dias e o consequente múltiplo de FV / EBITDA (razão entre o valor da firma e o EBITDA dos últimos quatro trimestre) implícito nestas cotações médias. Essa forma é utilizada para que a diluição proporcionada pelo exercício de opções do Programa 2 aos acionistas da Equatorial é inversamente proporcional ao aumento na participação acionária da Equatorial na CEMAR decorrente deste exercício.

Até a presente data, o Comitê, dentro do Programa 2, já alocou opções para subscrição de 2.060.461 ações ordinárias e 4.120.919 ações preferenciais para 6 administradores e 4 colaboradores, restando ainda não alocadas opções para subscrição de 211.397 ações ordinárias e 422.793 ações preferenciais. Das opções alocadas já foram subscritas 1.040.744 ações ordinárias e 2.081.484 ações preferências, através da integralização de 204.329.735.847 ações ordinárias de emissão da CEMAR.

A emissão da totalidade das opções remanescentes e já alocadas relativas ao Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial implicaria em diluição adicional para os novos investidores de até 1,5%, sem considerar o exercício da Opção de Units Suplementares, e aumentaria a participação da Equatorial na sua controlada Cemar em até 1,2%.

Não foram aprovados pela Equatorial outros programas, que não o Programa 1 de Opção de Compra de Ações Equatorial (“Programa 1”) e o Programa 2 de Opção de Compra de Ações Equatorial (“Programa 2”). O Plano de Opção de Compra de Ações poderá ser extinto, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração da Equatorial.

Relação Familiar entre os Administradores, bem como entre os Administradores e o Acionista Controlador da Equatorial

Não há qualquer relação familiar entre os administradores da Equatorial e entre estes e o acionista controlador da Equatorial.

Ações detidas pelos Administradores, incluindo outros Valores Mobiliários Conversíveis em Ações de Emissão da Equatorial

A tabela a seguir apresenta a classe e o número das ações detidas pelos administradores da Equatorial na data deste Prospecto:

Nome	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais
Administradores	2.654.579	5.309.150

PRINCIPAIS ACIONISTAS E ACIONISTAS VENDEDORES

Principais Acionistas

Os acionistas detentores de ações de emissão da Equatorial, na data deste prospecto, estão indicados na tabela a seguir:

	Na Data deste Prospecto			
	Ações Ordinárias	(%)	Ações Preferenciais	(%)
Acionistas				
Brasil Energia I*	82.194.967	91,50	59.520.493	86,97
Tordezilhas	4.985.674	5,55	3.610.314	5,28
Administradores ^{(1)*}	2.654.579	2,95	5.309.150	7,76
TOTAL:	89.835.220	100,00	68.439.957	100,00

⁽¹⁾ Membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial e da Cemar

* Acionistas Vendedores

Os acionistas detentores de ações de emissão da Equatorial, após a Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Units Suplementares, estão indicados na tabela a seguir:

	Após a Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Units Suplementares			
	Ações Ord.	(%)	Ações Pref.	(%)
Acionistas				
Brasil Energia I*	63.581.154	61,95	22.292.867	23,71
Tordezilhas	4.985.674	4,86	3.610.314	3,84
Administradores ^{(1)*}	1.668.392	1,63	3.336.776	3,55
Mercado	32.400.000	31,57	64.800.000	68,91
TOTAL:	102.635.220	100,00	94.039.957	100,00

⁽¹⁾ Membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial e da Cemar

* Acionistas Vendedores

Os acionistas detentores de ações de emissão da Equatorial, após a Oferta, assumindo o exercício da Opção de Units Suplementares, estão indicados na tabela a seguir:

Após a Oferta, assumindo o exercício da Opção de Units Suplementares

Acionistas	Ações Ord.	(%)	Ações Pref.	(%)
Brasil Energia I*	58.721.154	57,21	12.572.867	13,37
Tordezilhas	4.985.674	4,86	3.610.314	3,84
Administradores ^{(1)*}	1.668.392	1,63	3.336.776	3,55
Mercado	37.260.000	36,30	74.520.000	79,24
TOTAL:	102.635.220	100,00	94.039.957	100,00

⁽¹⁾ Membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Equatorial e da Cemar

* Acionistas Vendedores

Acionistas Vendedores

Brasil Energia I

O Brasil Energia I é uma Limited Liability Company constituída de acordo com as leis do estado Norte-Americano de Delaware, controlada por fundos de investimento de longo prazo (*private equity*) administrados pelo GP Investimentos e pelo Pactual.

Octavio Côrtes Pereira Lopes

Carlos Augusto Leone Piani

Marcelino da Cunha Machado Neto

Eduardo Francisco Lobo

Augusto Miranda de Paz Junior

Firmino Ferreira Sampaio Neto

Acordo de Acionistas

Foi celebrado um acordo, no exterior, pela GP Investimentos e pelo Fundo Pactual, que regula as regras relativas ao exercício conjunto, pela GP Investimentos e pelo Fundo Pactual, do controle compartilhado da Equatorial Holdings LLC e, por consequência, da Equatorial e da CEMAR. Tais regras incluem as obrigações de que (i) as decisões relativas a todas as atividades e aos negócios da Equatorial Holdings ou de suas subsidiárias devem ser aprovadas conjuntamente pela GP Investimentos e Fundo Pactual, (ii) os membros dos conselhos de administração da Equatorial Holdings e de suas subsidiárias serão sempre indicados pela GP Investimentos e pelo Fundo Pactual na mesma proporção, e (iii) no caso de impasse irremediável entre GP Investimentos e Fundo Pactual sobre decisões relativas a ações a serem tomadas pela Equatorial Holdings ou de suas subsidiárias, as partes deverão seguir procedimento específico que regula a aquisição por uma das partes da participação da outra parte. A Equatorial e a CEMAR não fazem parte do acordo aqui referido, e o mesmo não se encontra averbado na sede de qualquer deles.

O Acordo de Não Concorrência e Exclusividade determina que os nossos acionistas controladores, diretos e indiretos, incluindo GP Investimentos e Pactual, agindo individualmente ou em conjunto, direta ou indiretamente, somente participarão em novos negócios no setor de distribuição de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, seja por meio de participação em licitações de novas concessões, privatizações ou aquisições de participação representativa do controle acionário ou parte do controle acionário de distribuidoras de energia já existentes através da Equatorial, sendo vetada a participação direta ou através de outra(s) sociedade(s) nestes negócios. Esta obrigação permanecerá em vigor até 13 de março de 2016, enquanto o acionista controlador mantiver o controle, direto ou indireto, da Companhia.

TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Equatorial não mantém qualquer transação com suas partes relacionadas, além das descritas em “Informações sobre a Oferta – Relacionamento entre a Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta” e “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras – Financiamentos Relevantes”.

Após a aprovação da nossa reorganização societária pela ANEEL, em 6 de março de 2006, o Fundo Pactual passou a deter participação indireta na Equatorial. Vide “Reestruturação Societária”.

O Pactual e partes a ele relacionadas realizam diversas operações financeiras com a Companhia, como aplicação, pela Companhia, em fundos de investimento administrados pelo Pactual, a atuação do Banco Pactual como instituição financeira adquirente de recebíveis de fornecedores da CEMAR, a contratação, pela Companhia, do Banco Pactual como um dos Coordenadores da Oferta, a contratação do Banco Pactual como agente estabilizador para a condução das atividades de estabilização relacionadas à Oferta e a contratação do *Pactual Capital Corporation* como Agente de Colocação Internacional para Investidores Institucionais Estrangeiros no âmbito da Oferta.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Encontram-se descritas abaixo algumas informações relativas às ações ordinárias e preferenciais da Equatorial e das Units, com uma breve descrição das disposições constantes do Estatuto Social e da Lei das Sociedades por Ações. Por ser uma sinopse, pode não conter todas as informações que o investidor considere relevante. Portanto, esta breve descrição faz referências ao Estatuto Social e à Lei das Sociedades por Ações.

Capital Social

Em 31 de dezembro de 2005, o capital social da Equatorial estava dividido em 283.430.937 ações ordinárias e 283.430.936 ações preferenciais, totalizando 566.861.873 ações. Na data deste prospecto, o capital da Equatorial se divide em 89.835.220 ações ordinárias e 68.439.957 ações preferenciais.

Objeto Social

A Equatorial tem por objeto a participação no capital social de outras sociedades, consórcios e empreendimentos que atuem no setor de energia elétrica, na qualidade de acionista, consorciada ou sócia.

Direitos das Ações Ordinárias

Cada ação ordinária dará direito a um voto nas deliberações das Assembléias Gerais da Equatorial. As ações da Equatorial serão todas nominativas, podendo ser mantidas em conta de depósito em nome de seus titulares, junto a instituição financeira por decisão e indicação do Conselho de Administração, podendo ser cobrada dos acionistas a remuneração de que trata o § 3º do artigo 35 da Lei nº 6.404/76.

Preferências ou Vantagens das Ações Preferenciais

As ações preferenciais terão direito de serem incluídas na oferta pública de cancelamento de registro de companhia aberta e saída do Nível 2, nas mesmas condições que as ações ordinárias. As ações preferenciais terão direito de voto apenas nas seguintes matérias: (a) transformação, incorporação, fusão ou cisão da Equatorial; (b) aprovação de contratos entre a Equatorial e seu acionista controlador, diretamente ou através de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o acionista controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, a aprovação desses contratos seja deliberada em Assembléia Geral; (c) avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Equatorial; (d) escolha de empresa especializada para determinação do valor econômico das ações da Equatorial, para fins das ofertas públicas de cancelamento de registro de companhia aberta e saída do Nível 2; e (e) alteração ou revogação de dispositivos do Estatuto Social alterem ou modifiquem quaisquer das exigências previstas no item 4.1. Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa - Nível 2 (doravante denominado "Regulamento Nível 2"), instituído pela Bolsa de Valores de São Paulo ("BOVESPA").

Descrição das Units

As Units são certificados de depósito que representam 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais de emissão da Equatorial, cuja emissão se dá mediante o depósito das referidas ações perante o Agente Emissor, que é o emissor das Units e o prestador do serviço de Units escriturais para a Equatorial.

O pagamento dos dividendos, juros sobre capital próprio, bonificação em dinheiro e valores de resgate ou amortização das ações de emissão da Equatorial será feito mediante o pagamento à CBLC, que repassará o valor aos agentes de custódia, que efetuarão o pagamento aos detentores de Units, reservando-se a Equatorial o direito de indicar ao Agente Emissor e à CBLC os titulares de Units cujos pagamentos referentes aos eventos acima listados a própria Equatorial deseje realizar.

Mediante a entrega das Units ao Agente Emissor, os seus titulares poderão solicitar o cancelamento das Units e entrega das ações por elas representadas. O cancelamento poderá ocorrer a qualquer tempo, exceto por períodos determinados

instituídos pelo Conselho de Administração, de acordo com regras gerais previamente estabelecidas no Estatuto Social da Equatorial e por períodos determinados, em que o cancelamento das Units não será possível.

As Units conferem aos seus titulares os mesmos direitos e vantagens das ações depositadas perante o Agente Emissor, garantindo-lhe o direito de participar das Assembléias Gerais da Equatorial e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações ordinárias e/ou preferenciais de emissão da Equatorial.

As Units conferem aos seus titulares, ainda, o direito ao recebimento integral dos dividendos a que fizerem jus as ações ordinárias e as ações preferenciais de emissão da Equatorial a elas subjacentes.

Na hipótese de desdobramento, grupamento de ações ou emissão de novas ações mediante a capitalização de lucros ou reservas, serão observadas as seguintes regras com relação às Units:

a. na alteração da quantidade de ações de emissão da Equatorial em virtude de desdobramento de ações ou de emissão de novas ações mediante a capitalização de lucros ou reservas, o Agente Emissor, na qualidade de instituição financeira depositária, registrará o depósito das novas ações e creditará novas Units aos respectivos titulares, de modo a refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das Units, guardada sempre a proporção de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais de emissão da Equatorial para cada Unit, sendo que as ações que não forem passíveis de constituir Units serão entregues aos acionistas, sem a emissão de Units.

b. na alteração da quantidade de ações de emissão da Equatorial em virtude de grupamento de ações, o Agente Emissor, na qualidade de instituição financeira depositária, debitará as contas de depósito de Units dos titulares das ações grupadas, efetuando o cancelamento automático de Units em número suficiente para refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das Units, guardada sempre a proporção de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais de emissão da Equatorial para cada Unit, sendo que as ações remanescentes que não forem passíveis de constituir Units serão entregues aos acionistas, sem a emissão de Units.

No caso de exercício do direito de preferência para a subscrição de ações de emissão da Equatorial, o Agente Emissor criará novas Units no livro de registro de Units escriturais da Equatorial e creditará tais Units aos respectivos titulares, de modo a refletir a nova quantidade de ações preferenciais e ações ordinárias de emissão da Equatorial depositadas na conta de depósito vinculada às Units, observada sempre a proporção de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais de emissão da Equatorial para cada Unit, sendo que as ações que não forem passíveis de constituir Units serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de Units.

No caso de exercício do direito de preferência para a subscrição de outros valores mobiliários de emissão da Equatorial, não haverá o crédito automático de Units.

Será assegurado ainda aos titulares de Units o recebimento de ações decorrentes de cisão, incorporação ou fusão que venha a ser deliberada pela Equatorial.

Em qualquer hipótese, as Units serão sempre criadas ou canceladas, conforme o caso, no livro de registro de Units escriturais, em nome da CBLC, como respectiva proprietária fiduciária, que as creditará nas contas de custódia dos respectivos titulares de Units. Nas hipóteses em que forem atribuídas ações aos titulares de Units e tais ações não forem passíveis de constituir novas Units, estas ações também serão depositadas na CBLC, na qualidade de proprietária fiduciária das Units, que as creditará nas contas de custódia dos respectivos titulares.

Dividendos

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações e de seu Estatuto Social, a Equatorial é obrigada a pagar aos seus acionistas 25% do seu lucro líquido anual, podendo a distribuição obrigatória ser feita na forma de dividendos ou de juros sobre o capital próprio. A despeito da exigência do dividendo obrigatório, o Conselho de Administração da Equatorial poderá optar por não distribuir quaisquer dividendos, caso essa distribuição seja incompatível com sua situação financeira e sua estratégia de negócios.

Ademais, uma vez que a Equatorial é uma sociedade de participação (*holding*), sua receita constitui-se, quase que exclusivamente, de distribuições de sua controlada CEMAR na forma de dividendos, empréstimos ou outros adiantamentos e pagamentos, que podem não ocorrer conforme esperado.

O investidor que adquirir as Units fará jus ao recebimento integral dos dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser distribuídos pela Equatorial a partir da data da aquisição das Units. De acordo com a Lei de Sociedades por Ações, podemos pagar dividendos à conta de:

- lucro líquido do exercício, ou seja, nosso lucro depois de deduzidos: (a) os prejuízos acumulados, (b) a provisão para imposto de renda; e (c) eventuais participações estatutárias;
- lucros acumulados em exercícios sociais anteriores ou nas demonstrações financeiras semestrais; e
- reservas de lucros constituídas em exercícios sociais anteriores ou nas demonstrações financeiras semestrais.

A distribuição de dividendos é usualmente deliberada em Assembléia Geral Ordinária, a partir da recomendação do nosso Conselho de Administração.

O Conselho de Administração pode, ainda, declarar dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral, aprovado pelos acionistas.

Qualquer pagamento de dividendos intermediários poderá ser compensado do valor de dividendos obrigatórios relativos ao lucro líquido do final do exercício em que os dividendos intermediários foram pagos.

A Lei nº 9.249/95 prevê o pagamento de juros sobre o capital próprio de sociedades brasileiras como uma forma alternativa de pagamento de dividendos aos acionistas. Esses pagamentos podem ser imputados pelo seu valor líquido ao dividendo obrigatório.

Os dividendos deverão ser pagos, salvo deliberação em contrário da assembléia geral, no prazo de 60 dias contado da data em que for declarado, e, em qualquer caso, dentro do exercício social em que foi declarado.

Os acionistas têm prazo de três anos, contados da data de pagamento de dividendos, para reclamar dividendos (e pagamentos de juros) referentes às suas ações, após o qual o valor dos dividendos (e/ou dos juros) não reclamados reverterá em favor da Companhia. A Lei das Sociedades por Ações prevê que em caso de não pagamento de dividendos fixos ou mínimos por três exercícios consecutivos, as ações preferenciais adquirirão direito de voto, que será conservado até que sejam pagos os dividendos em atraso. No entanto, nosso estatuto social não prevê o pagamento de dividendos fixos ou mínimos.

Histórico de pagamento de Dividendos

Entre 2001 e 2005, a Equatorial não pagou dividendos, considerando sua situação financeira. No entanto, em 10 de março de 2006, a Equatorial deliberou sobre o pagamento de R\$54.351.071,76 a título de dividendos com base nos resultados obtidos no ano de 2005.

Ações em tesouraria

A Equatorial não possui ações em tesouraria.

PRÁTICAS DIFERENCIADAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

A BOVESPA, no exercício de sua competência de auto-regulação prevista no artigo 17, caput, da Lei nº 6.385/76 e no artigo 1º, inciso VI, do regulamento anexo à Resolução CMN nº 2.690/2000, instituiu, em 11 de dezembro de 2000, o “Novo Mercado” e dois Níveis Diferenciados de Governança Corporativa (“Nível 1” e “Nível 2”, respectivamente), nos quais se incluem as companhias que se comprometem, voluntariamente, a adotar práticas de governança corporativa adicionais às exigidas pela legislação.

Pode-se conceituar a governança corporativa como um conjunto de princípios e práticas que visam à minimização dos potenciais conflitos de interesses entre os fornecedores de capital da sociedade e os responsáveis por sua gestão. Um mecanismo eficiente de governança corporativa está sustentado por três pilares básicos, quais sejam: (i) as regras de conduta da companhia, que podem ser estabelecidas por lei ou por contrato (governança corporativa propriamente dita); (ii) nível de transparência das informações relevantes prestadas ao mercado (*disclosure*); e (iii) meios empregados para que tais regras sejam efetivamente cumpridas (*enforcement*).

A adesão a qualquer dos níveis diferenciados de governança corporativa da BOVESPA traz diversos benefícios a todos os envolvidos. Aos investidores, permite: (i) maior acuidade na precificação das ações; (ii) melhora no processo de acompanhamento e fiscalização dos negócios da companhia; (iii) maior proteção quanto aos seus direitos de acionistas; e (iv) redução do risco associado ao investimento. As companhias, por sua vez, possibilita: (i) melhora da imagem institucional; (ii) aumento na demanda por suas ações; (iii) valorização de suas ações; e (iv) menor custo de capital. Esta adesão é feita mediante a celebração de um contrato entre a BOVESPA, a companhia, seus administradores e acionista(s) controlador(es), o qual obriga os signatários a cumprir as regras de governança corporativa previstas no regulamento do respectivo nível diferenciado de governança corporativa (no caso da Equatorial, o Regulamento do Nível 2).

A Equatorial deliberou a adesão ao Nível 2 na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 10 de março de 2006. Os acionistas da Equatorial gozam dos direitos aplicáveis ao Nível 2 previstos no Regulamento do Nível 2 desde a data de publicação do Anúncio de Início. Como uma companhia listada no Nível 2 da BOVESPA, adotamos diversas práticas de governança corporativa - dentre as quais práticas recomendadas no Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC -, como segue.

Nível 2 da BOVESPA

Dentre as principais características do Nível 2 destacam-se:

Ações preferenciais com direito a voto em determinadas matérias

Além do direito de voto conferido em determinadas circunstâncias pela Lei das Sociedades por Ações, tais como na hipótese de alteração das preferências das ações preferenciais, as ações preferenciais têm o direito de voto restrito, nas seguintes matérias: (a) transformação, incorporação, fusão ou cisão da Equatorial; (b) aprovação de contratos entre a Equatorial e seu acionista controlador, diretamente ou através de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o acionista controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, a aprovação desses contratos esteja sujeita à deliberação em Assembléia Geral; (c) avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Equatorial; (d) seleção de sociedade especializada para determinação do valor econômico das ações de emissão da Equatorial; e (e) alteração ou revogação de dispositivos do Estatuto Social que resultem no descumprimento pela Equatorial de exigências previstas no Regulamento do Nível 2.

Direito de Tag Along

A alienação de controle de uma companhia listada no Nível 2 deve ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a realizar, nos termos da legislação vigente e do Regulamento do Nível 2, oferta pública de aquisição das ações (i) ordinárias dos outros acionistas da companhia, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante (*tag along* de 100%); e (ii) preferenciais dos outros acionistas da companhia, por um valor mínimo de 80% do valor oferecido aos detentores de ações ordinárias. A

Equatorial voluntariamente adotou disposição estatutária segundo a qual o preço pago por ação preferencial deverá também ser igual ao preço pago por ação detida pelo acionista controlador, na hipótese de alienação de controle.

Da mesma maneira, aquele que já detiver ações da Equatorial e vier a adquirir o poder de controle através de aquisições sucessivas de ações, estará obrigado a (i) realizar oferta pública de aquisição de ações dos demais acionistas mencionada anteriormente; e (ii) pagar a diferença entre o preço pago pelas ações adquiridas em bolsa de valores nos últimos 6 meses, devidamente atualizado e o preço pago pelas ações do acionista alienante do controle.

Ações em circulação

A Equatorial deve manter um percentual mínimo de ações em circulação³ (*free float*), as quais devem totalizar pelo menos, 25% do total de seu capital social, percentual este que deve ser observado durante todo o período em que os valores mobiliários emitidos pela Equatorial permanecerem registrados para negociação no Nível 2.

Caso a Equatorial realize um aumento de capital que não seja integralmente subscrito por quem tenha direito de preferência ou que não tenha contado com número suficiente de interessados na respectiva distribuição pública, a eventual subscrição total ou parcial de tal aumento de capital pelo acionista controlador, que tenha por efeito a redução do percentual mínimo de ações em circulação definido acima, obriga-o a tomar as medidas necessárias para recompor o *free float* mínimo de 25% dentro dos 6 meses subsequentes à subscrição. O mesmo se aplica caso ocorra a alienação do controle da Equatorial - o comprador, quando necessário, deverá tomar todas as medidas cabíveis para recompor o percentual mínimo de ações em circulação (*free float*) de 25% dentro dos 6 meses subsequentes à aquisição do controle da Equatorial.

Realização de ofertas públicas de colocação de ações por meio de mecanismos que favoreçam a dispersão do capital

Em toda e qualquer distribuição pública de ações, a Equatorial deverá envidar melhores esforços com o fim de alcançar dispersão acionária, com adoção de procedimentos especiais, os quais devem constar no respectivo prospecto de emissão, como por exemplo (i) garantia de acesso a todos os investidores interessados; ou (ii) distribuição a pessoas físicas ou investidores não institucionais de, no mínimo, 10% do total a ser distribuído.

Introdução de melhorias nas Informações Financeiras

A Equatorial deverá (i) apresentar a íntegra das Informações Trimestrais (ITR) traduzidas para o inglês ou, então, (ii) apresentar informações financeiras ou demonstrações consolidadas conforme previsto nos padrões internacionais *International Financial Reporting Standards – IFRS* ou US GAAP, dentro do prazo de 15 dias a contar do prazo estabelecido por lei para a publicação do ITR. Nas Informações Trimestrais (ITR), além das informações obrigatórias previstas na legislação, a Equatorial deverá:

- (i) apresentar o balanço patrimonial consolidado, a demonstração de resultado consolidado e o comentário de desempenho consolidado, se estiver obrigada a apresentar demonstrações consolidadas ao fim do exercício social;
- (ii) informar a posição acionária por espécie e classe de todo aquele que detiver mais de 5% das ações de cada espécie e classe do capital social da companhia, de forma direta ou indireta, até o nível de pessoa física;
- (iii) informar de forma consolidada a quantidade e as características dos valores mobiliários de sua emissão de que sejam titulares, direta ou indiretamente, os grupos do acionista controlador, os administradores e os membros do conselho fiscal;
- (iv) informar a evolução da participação das pessoas abrangidas pelo item (iii) acima, em relação aos respectivos valores mobiliários, nos 12 meses imediatamente anteriores;
- (v) incluir, em notas explicativas, a Demonstração dos Fluxos de Caixa e Consolidado, se a companhia estiver obrigada a apresentar demonstrações consolidadas ao fim do exercício social;
- (vi) informar a quantidade de ações em circulação e sua porcentagem em relação ao total de ações emitidas; e
- (vii) informar a existência e a vinculação à cláusula compromissória de arbitragem, por meio da qual a companhia, seus Acionistas, Administradores, membros do conselho fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade,

³ Para fins da presente seção apenas, entende-se por “ações em circulação”, conforme definido no Regulamento do Nível 2, todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas por seu acionista controlador, por pessoas a ele vinculadas, por membros do conselho de administração e diretores da Companhia, aquelas em tesouraria e preferenciais de classe especial que tenham por fim garantir direitos políticos diferenciados, sejam intransferíveis e de propriedade exclusiva do ente desestatizante.

eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social, nas normas editadas pelo CMN, pelo BACEN e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Nível 2, do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Adesão ao Nível 2 (para fins da presente Seção apenas “Cláusula Compromissória de Arbitragem”).

Nas Informações Anuais (IAN), a Equatorial deverá incluir, além daquelas previstas em lei, as informações previstas nos itens (iii), (iv) e (vii) acima.

Além disso, as Informações Trimestrais devem ser sempre acompanhadas de Relatório de Revisão Especial emitido por auditor independente devidamente registrado na CVM, observando a metodologia especificada nas normas editadas pela CVM.

A partir do segundo exercício social após a assinatura do Contrato de Adesão ao Nível 2, a Equatorial deverá apresentar, dentro de no máximo 4 (quatro) meses após o término de cada exercício social, adicionalmente ao previsto na legislação e regulamentação vigentes, (i) demonstrações financeiras ou demonstrações consolidadas, conforme previsto nos padrões internacionais IFRS ou US GAAP, acompanhadas do relatório de administração, de notas explicativas, que informem inclusive lucro líquido e o patrimônio líquido no final do exercício em questão e a proposta de destinação do resultado, conforme apurados segundo os princípios contábeis brasileiros e a proposta de destinação do resultado, além do parecer dos auditores independentes; ou (ii) demonstrações financeiras em inglês, elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira, juntamente com informações adicionais que demonstrem a reconciliação dos resultados das operações e do patrimônio, em conformidade com os princípios contábeis brasileiros e com os padrões internacionais IFRS ou US GAAP, conforme o caso, evidenciando as principais diferenças entre os critérios contábeis aplicados. Além disso, as Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP deverão incluir, em nota explicativa, a demonstração do fluxo de caixa e a demonstração do fluxo de caixa consolidado, se for o caso.

Cumprimento de regras de transparência por parte de acionistas controladores em negociações envolvendo ações de emissão da Equatorial

Os acionistas controladores da Equatorial devem comunicar à BOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Equatorial de que sejam titulares direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos. Tal comunicação deverá ser feita imediatamente após a aquisição do controle.

Da mesma forma, quaisquer negociações que vierem a ser efetuadas, relativas aos valores mobiliários e seus derivativos de que trata este item, devem ser comunicadas em detalhe (informando-se inclusive o preço) à BOVESPA, no prazo de 10 dias após o término do mês em que se verificar a negociação. Estas obrigações se estendem aos valores mobiliários e respectivos derivativos de que sejam titulares, direta ou indiretamente, o cônjuge, o(a) companheiro(a) e os dependentes incluídos na declaração anual de imposto de renda dos acionistas controladores.

Contratos com o mesmo grupo econômico

A Equatorial deverá enviar à BOVESPA e divulgar informações de todo e qualquer contrato celebrado com suas controlada(s) e coligada(s), seus administradores e seus acionistas controladores, bem como entre a Equatorial e sociedade(s) controlada(s) e coligada(s) dos administradores e dos acionistas controladores, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou de direito, sempre que for atingido, num único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior ao que for maior entre: (i) R\$200.000,00 ou (ii) valor igual ou superior a 1% do patrimônio líquido da Equatorial.

Solução de controvérsias por meio de arbitragem

Em linha com o Código do IBGC, a Equatorial, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades Anônimas, no Estatuto da Equatorial, nas normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento Nível 2, do Contrato de

Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2 e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Fechamento de capital

O eventual fechamento de capital da Equatorial com o conseqüente cancelamento do registro de companhia aberta exige a realização de oferta pública pelo acionista controlador ou pela própria companhia, para aquisição da totalidade das ações de emissão da Equatorial em circulação. O preço mínimo a ser pago por ação será determinado por laudo de avaliação das ações da Equatorial, pelo respectivo valor econômico, devendo tal laudo ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Equatorial, seus administradores e/ou acionista controlador, além de satisfazer os requisitos do § 1º do artigo 8º, da Lei das Sociedades por Ações, e conter a responsabilidade prevista no § 6º do mesmo artigo.

A Assembléia Geral escolherá empresa especializada responsável pela eventual determinação do valor econômico da Equatorial, a partir da lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação – não se computando os votos em branco e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto - ser tomada por maioria absoluta de votos dos acionistas representantes das ações em circulação presentes naquela assembleia, ou qual, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

Os custos da elaboração do laudo de avaliação serão integralmente assumidos pelo ofertante, que deverá, quando da informação ao mercado da decisão do fechamento de capital, divulgar o valor máximo por ação ou por lote de mil ações com base no qual formulará a oferta pública, ficando a mesma condicionada a que o valor apurado no referido laudo de avaliação não seja superior ao divulgado pelo ofertante.

Na hipótese de o valor econômico apurado com base no laudo de avaliação ser superior ao valor máximo divulgado ao mercado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao fechamento de capital ficará automaticamente cancelada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor econômico efetivamente apurado, devendo ser dada ampla divulgação de sua decisão ao mercado.

O cancelamento do registro de companhia aberta deverá seguir os procedimentos e atender as demais exigências estabelecidas nas normas aplicáveis por força da legislação vigente, especialmente aquelas constantes das normas editadas pela CVM sobre a matéria, respeitados os preceitos do Regulamento do Nível 2.

Saída do Nível 2

A saída da Equatorial do Nível 2 pode ser realizada a qualquer momento, desde que aprovada em assembleia geral de acionistas e comunicada à BOVESPA por escrito com antecedência de 30 (trinta) dias, e não causa o cancelamento do registro da Equatorial na BOVESPA.

Assim como no caso de fechamento de capital, a Saída do Nível 2 implica, para o acionista controlador, na obrigação de efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Equatorial, no mínimo pelo respectivo valor econômico, a ser apurado com base na mesma sistemática descrita no item “Fechamento de capital” acima, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis, obrigação esta não aplicável apenas na hipótese de a saída do Nível 2 ser motivada pela assinatura do contrato de participação da Equatorial no segmento especial da BOVESPA denominado Novo Mercado.

A notícia da realização da oferta pública deverá ser comunicada à BOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da Assembléia Geral que aprove a saída do Nível 2.

Após eventual saída do Nível 2, os valores mobiliários da Equatorial não poderão retornar a ser negociados no Nível 2 por um período mínimo de 2 (dois) anos a partir da data em que tiver sido formalizada a saída, salvo se a Equatorial tiver o seu controle acionário alienado após a referida formalização.

Alienação do controle da Equatorial após a saída do Nível 2

Caso a Equatorial venha a sair do Nível 2 e, nos 12 meses subsequentes, ocorra a alienação de seu controle acionário, os acionistas controladores alienantes do controle e o adquirente, conjunta e solidariamente, estarão obrigados a oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelos acionistas controladores alienantes na alienação de suas próprias ações, devidamente atualizado. Se o preço obtido pelos acionistas controladores alienantes na alienação de suas próprias ações for superior ao valor da oferta pública de aquisição realizada de acordo com o Regulamento do Nível 2, os acionistas controladores alienantes e o adquirente do controle ficarão conjunta e solidariamente, obrigados a pagar a diferença entre o valor apurado na operação de alienação de controle e o valor pago aos aceitantes da oferta pública.

Adicionalmente, a Equatorial e seu acionista controlador estão obrigados a averbar no Livro de Registro de Ações da Equatorial a obrigação de observar o disposto no parágrafo acima.

Política de Divulgação

Em linha com as disposições do Código do IBGC, adotamos política de divulgação de informações relevantes, de acordo com as normas da Instrução CVM 358, de 3 de janeiro de 2002.

Parte III – ANEXOS

EQUATORIAL ENERGIA S/A
CNPJ/MF nº 03.220.438/0001-73

ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
REALIZADA EM 07 DE FEVEREIRO DE 2006

1. DATA, LOCAL E HORA: Aos 07 dias do mês de fevereiro de 2006, na sede da Companhia, na cidade de São Luís, Estado do Maranhão, na Avenida Colares Moreira, Renascença II, nº 477, CEP: 65.075-028, às 11 horas.

2. QUORUM E PRESENÇA: Presença dos acionistas representando a totalidade do capital social.

3. ORDEM DO DIA: aprovação para abertura de capital, autorização para oferta pública de Certificados de Depósito de Ações (“Units”) representativos, cada um, de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais de emissão da Companhia, adesão ao Nível 2 das Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de São Paulo (“BOVESPA”) e autorização das providências necessárias pela administração.

4. MESA: Presidente: Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano; Secretário: Octavio Côrtes Pereira Lopes.

5. DELIBERAÇÕES: Foi aberta a sessão, tendo assumido a Presidência da Mesa o Sr. Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano, que convidou o Sr. Octavio Côrtes Pereira Lopes para secretariar os trabalhos, tendo sido aprovadas pelo voto afirmativo de acionistas representando a unanimidade do capital votante da Companhia as seguintes deliberações:

5.1. Aprovar a lavratura da ata a que se refere esta Assembléia Geral Extraordinária em forma de sumário, bem como a sua publicação com a omissão das assinaturas dos acionistas presentes, nos termos do artigo 130 e seus parágrafos da Lei 6.404/76.

5.2. Aprovar e autorizar a (i) abertura do capital da Companhia, (ii) listagem das ações e Units da Companhia na BOVESPA e sua adesão ao Nível 2 de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa da BOVESPA, (iii) distribuição pública primária e secundária de Units, com esforço de venda no Brasil e no exterior; (iv) a tomada pelos administradores de todas as medidas necessárias para a implementação das referidas matérias, incluindo a assinatura de todos e quaisquer documentos necessários à implementação das matérias ora aprovadas, assim como proceder às medidas necessárias junto a entidades públicas e privadas,



em especial junto à Comissão de Valores Mobiliários, ao Banco Central do Brasil, à BOVESPA e à Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia – CBLC.

6. ENCERRAMENTO: Nada mais havendo a ser tratado, lavrou-se a presente ata, a qual, após lida e aprovada, foi assinada por todos os acionistas presentes.

7. ASSINATURA DOS PRESENTES: Mesa: Presidente: Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano; Secretário: Octavio Côrtes Pereira Lopes; Acionistas Presentes: **Brasil Energia I LLC**, representada por Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano e Gilberto Sayão da Silva, **SVM Participações e Empreendimentos Ltda.**, representada por Octávio Cortes Pereira Lopes, **Carlos Augusto Leone Piani, Bruno Constantino Alexandre dos Santos, Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano, Octavio Côrtes Pereira Lopes, Alessandro Monteiro Morgado Horta, Gilberto Sayão da Silva, Fersen Lamas Lambranhó e Carlos Medeiros Silva Neto.**

CERTIDÃO

Confere com original lavrado no livro próprio



**Antonio Carlos Augusto Ribeiro
Bonchristiano**
- Presidente -



Octavio Côrtes Pereira Lopes
- Secretário -



EQUATORIAL ENERGIA S/A
CNPJ/MF nº 03.220.438/0001-73

**ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL
EXTRAORDINÁRIA REALIZADAS EM 14 DE MARÇO DE 2006**

HORA E LOCAL: Aos 14 dias do mês de março de 2006, às 10:30 horas, na sede social da Companhia, na cidade de São Luís, Estado do Maranhão, na Avenida Colares Moreira, Renascença II, nº 477.

QUORUM: Presentes os acionistas representando a totalidade do capital social.

MESA: Presidente: **Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano**; e Secretária: **Patrícia Pugas de Azevedo Lima**.

DOCUMENTOS LIDOS E AUTENTICADOS PELA MESA: (i) Estatuto Social consolidado.

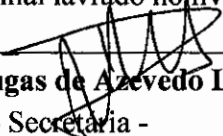
DELIBERAÇÕES: Todas tomadas por unanimidade de votos: (a) foi considerada regular a assembléia e aprovada a lavratura da presente ata na forma sumária, de acordo com o disposto no Artigo 130, § 1º, da Lei nº 6.404, de 15.12.1976 e posteriores alterações (“Lei das S.A.”); (b) a Secretária da presente Assembléia Geral de Acionistas foi autorizada a extrair certidões da presente ata para os fins legais; (c) foi aprovada a reforma geral do Estatuto Social da Companhia, aprovado na Assembléia Geral Extraordinária realizada no dia 10 de março de 2006, para fins de cumprimento de exigências emitidas pela Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (“Bovespa”); (d) tendo em vista as deliberações tomadas nos itens acima, foi aprovada a consolidação do Estatuto Social da Companhia, o qual passou a vigorar com a redação dada pelo Documento I anexo; e (e) nada mais havendo a ser tratado, lavrou-se a presente ata, a qual, após lida e aprovada, foi assinada por todos os presentes.

ASSINATURA DOS PRESENTES: Presidente: **Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano**; Secretária: **Patrícia Pugas de Azevedo Lima**; **Tordezilhas S.A., Brasil Energia I, Gilberto Sayão da Silva, Alessandro Monteiro Morgado Horta, Carlos Augusto Leone Piani, Octavio Cortes Pereira Lopes, Firmino Ferreira Sampaio**

Neto, Eduardo Alcalay, Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa e Darlan Dórea Santos.

CERTIDÃO

Confere com original lavrado no livro próprio.



Patrícia Pugas de Azevedo Lima

- Secretária -

DOCUMENTO I ANEXO À ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
DA EQUATORIAL ENERGIA, REALIZADA EM 14.03.2006

Estatuto Social Consolidado

ESTATUTO SOCIAL DA EQUATORIAL ENERGIA S.A.

CAPÍTULO I NOME, OBJETO, SEDE E DURAÇÃO

Artigo 1 - A Companhia tem a denominação de "EQUATORIAL ENERGIA S.A." e reger-se-á pelo presente Estatuto Social e pelas disposições legais aplicáveis.

Artigo 2 - A Companhia tem por objeto a participação no capital social de outras sociedades, consórcios e empreendimentos que atuem no setor de energia elétrica, na qualidade de acionista, consorciada ou sócia.

Artigo 3 - A Companhia tem sede e foro na cidade de São Luiz, Estado do Maranhão, podendo, a critério do Conselho de Administração, criar e extinguir filiais, agências e escritórios de representação em qualquer ponto do território nacional ou no exterior.

Artigo 4 - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II DO CAPITAL SOCIAL

Artigo 5 - O capital social é de R\$ 527.617.088,75 (quinhentos e vinte e sete milhões, seiscentos e dezessete mil e oitenta e oito reais e setenta e cinco centavos) representado por 89.835.220 (oitenta e nove milhões, oitocentas e trinta e cinco mil, duzentas e vinte) ações ordinárias e 68.439.957 (sessenta e oito milhões, quatrocentas e trinta e nove mil, novecentas e cinquenta e sete) ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro - Cada ação ordinária dará direito a 01 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais da Companhia.

Parágrafo Segundo - Poderá ser cobrada dos acionistas a remuneração de que trata o § 3º do artigo 35 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e posteriores alterações ("Lei das S.A.").

Parágrafo Terceiro – As ações preferenciais terão direito de serem incluídas nas ofertas públicas a que se referem os Capítulos VII, VIII e IX do presente Estatuto, nas mesmas condições que as ações ordinárias.

Parágrafo Quarto - As ações preferenciais terão direito de voto apenas nas seguintes matérias: (a) transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia; (b) aprovação de contratos entre a Companhia e seu Acionista Controlador, diretamente ou através de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o Acionista Controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, a aprovação desses contratos seja deliberada em Assembléia Geral; (c) avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Companhia; (d) escolha de empresa especializada para determinação do valor econômico das ações da Companhia, para fins da oferta pública de que trata o Capítulo VIII; e (e) alteração ou revogação de dispositivos deste Estatuto Social que alterem ou modifiquem quaisquer das exigências previstas na Seção IV, item 4.1 do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa - Nível 2 (doravante denominado "Regulamento Nível 2"), instituído pela Bolsa de Valores de São Paulo ("BOVESPA").

Parágrafo Quinto - A Companhia, por deliberação da Assembléia Geral, poderá criar outras classes de ações preferenciais, resgatáveis ou não, sem guardar proporção com as demais.

Parágrafo Sexto - A Companhia não poderá emitir partes beneficiárias.

Artigo 6 – A Companhia fica autorizada a aumentar o seu capital social, independentemente de reforma estatutária, até o limite de 300.000.000 (trezentos milhões) de ações, mediante a emissão de ações ordinárias ou preferenciais, sem guardar proporção entre estas e aquelas já existentes, observados os limites estabelecidos no § 2º do Artigo 15 da Lei das S.A.

Parágrafo Primeiro – Dentro do limite do capital autorizado, o Conselho de Administração será competente para deliberar sobre a emissão de ações, debêntures simples ou bônus de subscrição, estabelecendo se o aumento se dará por subscrição pública ou particular, as condições de integralização e o preço da emissão, podendo, ainda, excluir o direito de preferência ou reduzir o prazo para exercício nas emissões cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou por subscrição pública, ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, e de acordo com plano aprovado pela Assembléia Geral, poderá outorgar opção

de compra de ações a administradores, empregados ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob seu controle, desde que esta não tenha o condão de possibilitar a alteração do controle da Companhia.

Artigo 7 - A Companhia está autorizada, até o limite máximo permitido em lei, a criar e/ou emitir, em decorrência de subscrição, bonificação ou desdobramento, ações preferenciais, com ou sem direito a voto, em uma ou mais classes, mesmo que mais favorecidas do que as anteriormente existentes, fixando-lhes as respectivas preferências, vantagens, condições de resgate, amortização ou conversão.

Artigo 8 - Para fins de reembolso, o valor da ação poderá ser determinado com base no valor econômico da Companhia, apurado em avaliação procedida por empresa especializada indicada e escolhida em conformidade com o disposto no artigo 45 da Lei das S.A., ou no valor patrimonial da Companhia, o que for menor.

CAPÍTULO III DA ASSEMBLÉIA GERAL

Artigo 9 - As Assembleias Gerais deverão ser convocadas nos termos do artigo 124 da Lei das S.A., com 15 (quinze) dias de antecedência, no mínimo, contados da publicação do primeiro anúncio de convocação; não se realizando a Assembleia, será publicado novo anúncio, de segunda convocação, com antecedência mínima de 08 (oito) dias da realização da Assembleia.

Artigo 10 - A Assembleia Geral será presidida pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, pelo Vice-Presidente de tal órgão, que convidará um dos presentes, para secretariar os trabalhos.

CAPÍTULO IV DA ADMINISTRAÇÃO

Seção I - Normas Gerais

Artigo 11 - A administração da Companhia compete ao Conselho de Administração e à Diretoria.

Artigo 12 - A Assembleia Geral estabelecerá a remuneração anual global dos Administradores, nesta incluídos os benefícios de qualquer natureza e as verbas de

representação, tendo em conta suas responsabilidades, o tempo dedicado às suas funções, sua competência e reputação profissional e o valor dos seus serviços no mercado, cabendo ao Conselho de Administração a distribuição da remuneração fixada.

Artigo 13 - Os administradores serão investidos em seus cargos mediante assinatura de Termo de Posse lavrado no livro próprio, dentro dos 30 (trinta) dias que se seguirem à sua eleição. A posse dos administradores estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores, aludido no Regulamento Nível 2 e à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante adotada pela Companhia nos termos da Instrução CVM nº 358, de 22 de janeiro de 2002.

Parágrafo Primeiro - Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria estão obrigados, sem prejuízo dos deveres e responsabilidades a eles atribuídos por lei, a manter reserva sobre todos os negócios da Companhia, devendo tratar como sigilosas todas as informações a que tenham acesso e que digam respeito à companhia, seus negócios, funcionários, administradores, acionistas ou contratados e prestadores de serviços, obrigando-se a usar tais informações no exclusivo e melhor interesse da Companhia. Os administradores, ao tomarem posse de seus cargos, deverão assinar Termo de Confidencialidade, assim como zelar para que a violação à obrigação de sigilo não ocorra por meio de subordinados ou terceiros.

Seção II – Conselho de Administração –

Artigo 14 - O Conselho de Administração, eleito pela Assembléia Geral, será composto de, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 9 (nove) membros efetivos, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. No mínimo 20% dos membros do Conselho de Administração deverão ser Conselheiros Independentes.

Parágrafo Primeiro – Caracteriza-se, para fins deste Estatuto Social, como “Conselheiro Independente”, aquele que: (i) não tiver qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação de capital; (ii) não for Acionista Controlador, cônjuge ou parente até segundo grau daquele, ou não for ou não tiver sido, nos últimos 3 anos, vinculado a sociedade ou entidade relacionada ao Acionista Controlador (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); (iii) não tiver sido, nos últimos 3 anos, empregado ou diretor da Companhia, do Acionista Controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não for fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços e/ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não for funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não for cônjuge ou parente até

segundo grau de algum administrador da Companhia; e *(vii)* não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação no capital estão excluídos desta restrição).

Parágrafo Segundo – Também serão considerados Conselheiros Independentes aqueles eleitos mediante faculdade prevista nos §§ 4º e 5º do artigo 141 da Lei das S.A.

Parágrafo Terceiro - Quando, em decorrência da observância do percentual referido no Parágrafo Primeiro acima, resultar número fracionário de conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento para o número inteiro: *(i)* imediatamente superior, quando a fração for igual ou superior a 0,5, ou *(ii)* imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5.

Artigo 15 - O Conselho de Administração poderá determinar a criação de comitês de assessoramento destinados a auxiliar os respectivos membros do Conselho de Administração, bem como definir a respectiva composição e atribuições específicas.

Artigo 16 - O Conselho de Administração terá 1 (um) Presidente e 1 (um) Vice Presidente que serão eleitos por maioria dos votos dos conselheiros efetivos. Caberá ao Presidente ou, na sua ausência, ao Vice-Presidente, presidir as reuniões do Conselho de Administração. Em suas ausências ou impedimentos temporários, o Presidente e o Vice-Presidente substituir-se-ão reciprocamente.

Parágrafo Primeiro - No caso de ausência ou impedimento temporário dos demais membros do Conselho de Administração, estes poderão ser substituídos por outros conselheiros a quem tenham sido conferidos poderes especiais. Nesta última hipótese o Conselheiro que estiver substituindo o ausente ou temporariamente impedido, além de seu próprio voto, expressará o do Conselheiro que estiver substituindo.

Parágrafo Segundo - No caso de vacância do cargo de Presidente ou de Vice-Presidente do Conselho, será imediatamente convocada reunião do Conselho de Administração da Companhia para eleição do substituto. Em caso de vacância dos demais cargos de conselheiros, nos termos do Artigo 150 da Lei das S.A., será igualmente convocada reunião do Conselho de Administração, devendo os conselheiros remanescentes eleger o substituto, o qual servirá até a realização da primeira assembléia geral da Companhia. No caso de vacância da maioria dos cargos de membros do Conselho de Administração, a Assembléia Geral deverá ser imediatamente convocada para proceder à nova eleição dos conselheiros.

Parágrafo Terceiro - O Conselho de Administração reunir-se-á sempre que convocado pelo Presidente, pelo Vice-Presidente ou pelo Diretor Presidente, por escrito, inclusive através de fac-símile, com antecedência mínima de cinco dias úteis. Independentemente das

formalidades de convocação, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os membros do Conselho de Administração.

Parágrafo Quarto - As reuniões serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros, sendo indispensável a presença do Presidente ou do Vice-Presidente do Conselho de Administração. Os Conselheiros poderão participar de tais reuniões por intermédio de conferência telefônica ou vídeo-conferência, sendo considerados presentes à reunião e devendo confirmar seu voto através de declaração por escrito encaminhada ao Presidente por carta, fac-símile ou correio eletrônico logo após o término da reunião. Uma vez recebida a declaração, o Presidente ficará investido de plenos poderes para assinar a ata da reunião em nome do referido conselheiro.

Parágrafo Quinto - As deliberações serão tomadas por maioria de votos.

Artigo 17 - Compete ao Conselho de Administração:

- (a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia incluindo a elaboração ou qualquer alteração substancial do seu plano de negócios;
- (b) eleger e destituir a Diretoria;
- (c) fiscalizar a gestão dos diretores;
- (d) convocar, por seu Presidente, ou seu Vice- Presidente, ou por 02 (dois) quaisquer de seus membros, as Assembléias Gerais Ordinárias e Extraordinárias;
- (e) manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;
- (f) fixar e distribuir, dentro dos limites estabelecidos anualmente pela Assembléia Geral, a remuneração dos administradores, quando votada em verba global;
- (g) observadas as disposições legais e ouvido o Conselho Fiscal, se em funcionamento, (i) declarar, no curso do exercício social e até a Assembléia Geral Ordinária, dividendos intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanço semestral, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (ii) determinar o pagamento de juros sobre o capital próprio;
- (h) a aprovação da política de dividendos da Companhia e a declaração, no curso do exercício social e até a Assembléia Geral, de dividendos intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta de

lucros apurados em balanço semestral, trimestral ou em período menor de tempo ou de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço;

- (i) a constituição de quaisquer ônus sobre bens móveis ou imóveis da Companhia, ou a caução ou cessão de receitas ou direitos de crédito em garantia de operações financeiras ou não a serem celebradas pela Companhia, sempre que o valor total dos ativos objeto da garantia exceda a 10% (dez por cento) do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia;
- (j) a alienação de quaisquer bens integrantes do ativo permanente da Companhia cujo valor exceda a 10% (dez por cento) do valor total do ativo permanente da Companhia, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia;
- (k) a aquisição de quaisquer bens integrantes do ativo permanente da Companhia cujo valor exceda a 10% (dez por cento) do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia;
- (l) manifestar-se previamente sobre as propostas de emissão de ações e/ou quaisquer valores mobiliários pela Companhia e deliberar sobre a emissão de ações ou de bônus de subscrição, dentro do limite do capital autorizado, se for o caso, e de debêntures simples;
- (m) escolher e destituir os auditores independentes;
- (n) autorizar a Companhia a participar em outras sociedades;
- (o) autorizar a aquisição de ações de emissão da própria Companhia para efeito de cancelamento ou permanência em tesouraria e posterior alienação, de acordo com o disposto no § 10, alíneas “a” e “b” do Artigo 30 da Lei das S.A.;
- (p) autorizar a assunção de responsabilidade ou obrigação pela Companhia, a liberação de terceiros de obrigações para com a Companhia, e a transação, para prevenir ou por fim a litígios, envolvendo valor superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);
- (q) a aprovação de investimentos e/ou a tomada de empréstimos ou financiamentos de qualquer natureza, incluindo a emissão de notas promissórias comerciais

(“Commercial Papers”), debêntures e/ou quaisquer outros títulos de crédito ou instrumentos semelhantes destinados à distribuição em quaisquer mercados de capitais, cujo valor individual ou global, no caso de uma série de operações vinculadas ou idênticas, seja superior a 5% do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia. Dependirão ainda da aprovação prévia do Conselho de Administração quaisquer das operações acima referidas, independentemente do valor, caso o endividamento adicional por elas representado ultrapasse, dentro de um determinado exercício social, 10% do patrimônio líquido da Companhia ;

- (r) autorizar a abertura ou o encerramento de filiais, agências ou escritórios de representação em qualquer parte do País ou no exterior;
- (s) manifestar-se previamente sobre as propostas de alteração do Estatuto Social da Companhia;
- (t) manifestar-se previamente sobre as propostas de fusão, incorporação, cisão, transformação ou qualquer operação similar que envolva a Companhia e suas subsidiárias;
- (u) fixar o voto a ser dado pelo representante da Companhia nas Assembléias Gerais e reuniões das sociedades em que participe como sócia ou acionista, aprovar previamente as alterações do contrato social ou do estatuto social das sociedades em que a Companhia participa, inclusive aprovando a escolha dos administradores de sociedades controladas ou coligadas a serem eleitos com o voto da Companhia;
- (v) aprovar os negócios jurídicos e deliberações referidas neste artigo pelas controladas da Companhia ou sociedades a ela coligadas;
- (w) fixar critérios gerais de remuneração e política de benefícios (benefícios indiretos, participação no lucro e/ou nas vendas) da administração e dos funcionários de escalão superior (como tal entendidos os superintendentes ou ocupantes de cargos de direção equivalentes) da Companhia;
- (x) aprovar a celebração de quaisquer negócios ou contratos entre a Companhia e seus acionistas e administradores (e os sócios, direta ou indiretamente, dos acionistas da Companhia, e respectivos administradores), ressalvada a aquisição de produtos ou serviços em condições uniformes/ curso normal dos negócios; e

(y) aprovar quaisquer contratos de longo prazo entre a Companhia e seus clientes, fornecedores, prestadores de serviços e outras entidades com que mantenha relacionamento comercial, ou suas prorrogações, com prazo de duração maior do que doze meses e valor total superior a R\$5.000.000,00 cinco milhões de reais, exceto com concessionárias de serviços públicos ou outros que obedeçam a condições uniformes.

Parágrafo único. Os valores mencionados neste artigo serão corrigidos anualmente a partir de 10 de março de 2006, pelo Índice Geral de Preços ao Mercado - IGP-M da Fundação Getúlio Vargas ou outro índice de base equivalente que venha a substituí-lo.

Seção III – Diretoria

Artigo 18 - A Diretoria, eleita pelo Conselho de Administração, será composta de no mínimo 2 (dois) e no máximo 5 (cinco) Diretores, sendo 1 (um) Diretor-Presidente 1 (um) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, os demais membros eleitos para compor a Diretoria não terão designação específica. Todos os Diretores devem ser residentes no País, acionistas ou não, e ser eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição.

Artigo 19 - A Diretoria não é um órgão colegiado, podendo, contudo, reunir-se, sempre que necessário, a critério do Diretor Presidente, que também presidirá a reunião, para tratar de aspectos operacionais.

Parágrafo Único. A reunião da Diretoria instalar-se-á com a presença de diretores que representem a maioria dos membros da Diretoria.

Artigo 20 -. Em suas ausências ou impedimentos temporários, o Diretor-Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores substituir-se-ão reciprocamente.

Parágrafo Único - Em caso de vacância do cargo de Diretor será imediatamente convocada uma reunião do Conselho de Administração para eleição do seu substituto.

Artigo 21 - Compete à Diretoria as atribuições fixadas em lei, observadas as demais normas deste Estatuto Social.

Parágrafo Primeiro - Compete ao Diretor-Presidente: (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) ter a seu cargo o comando dos negócios da Companhia; (iii) determinar e acompanhar o exercício das atribuições dos Diretores sem designação específica; (iv) presidir as Reuniões de Diretoria e as Assembléias Gerais, estas últimas somente no caso de

ausência do Presidente e do Vice-Presidente do Conselho de Administração; e (v) implementar as determinações do Conselho de Administração e da Assembléia Geral.

Parágrafo Segundo – Compete ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: (i) a administração financeira da Companhia; (ii) a administração das áreas de controladoria, tesouraria, e contabilidade; (iii) a execução das diretrizes determinadas pelo Conselho de Administração; (iv) substituir o Diretor-Presidente em suas ausências e impedimentos temporários; e (v) as atribuições conferidas ao Diretor de Relações com Investidores pela legislação em vigor, dentre as quais a prestação de informações aos investidores, à Comissão de Valores Mobiliários e à Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, bem como manter atualizado o registro da Companhia em conformidade com a regulamentação aplicável da Comissão de Valores Mobiliários.

Parágrafo Terceiro – Competirá aos Diretores sem designação específica a execução das políticas e diretrizes estabelecidas pelo Diretor-Presidente, pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Conselho de Administração.

Artigo 22 - Todos os documentos que criem obrigações para a Companhia ou desonerem terceiros de obrigações para com a Companhia deverão, sob pena de não produzirem efeitos contra a mesma, ser assinados: (a) por quaisquer (2) dois Diretores; (b) por (1) um Diretor qualquer, nos termos do parágrafo segundo deste artigo; ou (c) por 1 (um) Diretor, em conjunto, com 1 (um) procurador constituído nos termos do parágrafo primeiro deste artigo.

Parágrafo Primeiro - As procurações outorgadas pela Companhia deverão ser assinadas por quaisquer (2) dois Diretores, especificar expressamente os poderes conferidos, inclusive para a assunção das obrigações de que trata o presente artigo, e conter prazo de validade limitado a, no máximo, 1 (um) ano, com exceção daquelas outorgadas a advogados para representação da Companhia em processos judiciais ou administrativos.

Parágrafo Segundo - Poderá, ainda, a Companhia ser representada validamente por 1 (um) Diretor qualquer, inclusive na assunção de obrigações, desde que haja deliberação unânime, expressa e específica da Diretoria neste sentido, ou nas seguintes situações:

- (i) quando se tratar de contratar prestadores de serviço ou empregados;
- (ii) em assuntos de rotina perante os órgãos públicos federais, estaduais e municipais, autarquias e sociedades de economia mista;
- (iii) na assinatura de correspondência sobre assuntos rotineiros;
- (iv) no endosso de instrumentos destinados à cobrança ou depósito em nome da companhia; e

- (v) na representação da companhia nas assembleias gerais de suas controladas e demais sociedades em que tenha participação acionária, observado o disposto neste Estatuto.

Artigo 23 - É vedado aos Diretores e aos procuradores da Companhia obrigá-la em negócios estranhos ao objeto social, bem como praticar atos de liberalidade em nome da mesma ou conceder avais, fianças e outras garantias que não sejam necessárias à consecução do objeto social.

CAPÍTULO V DO CONSELHO FISCAL

Artigo 24 - A Companhia terá um Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, integrado por 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, ao qual competirão as atribuições previstas em lei.

Parágrafo Primeiro - A posse dos membros do Conselho Fiscal está condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal, aludido no Regulamento Nível 2.

Parágrafo Segundo - Cada período de funcionamento do Conselho Fiscal terminará na data da primeira Assembleia Geral Ordinária que se realizar após a sua instalação.

Parágrafo Terceiro - Os membros do conselho fiscal terão os deveres e responsabilidades estabelecidos pela legislação societária em vigor e no Regulamento Nível 2.

CAPÍTULO VI DO EXERCÍCIO SOCIAL, DOS LUCROS E SUA DISTRIBUIÇÃO

Artigo 25 - O exercício social terminará no dia 31 de dezembro de cada ano, data em que serão levantados o balanço geral e os demais demonstrativos exigidos por lei.

Parágrafo Primeiro - A Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá levantar balanços semestrais, trimestrais ou mensais, bem como declarar dividendos à conta de lucros apurados nesses balanços, respeitado o disposto no artigo 204 da Lei das S.A..

Parágrafo Segundo - A Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá ainda declarar dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

Parágrafo Terceiro - Observados os limites legais, o Conselho de Administração ad referendum da Assembléia Geral, poderá declarar o pagamento de juros sobre capital próprio, com base no último balanço anual ou semestral levantado pela Companhia.

Parágrafo Quarto - Os dividendos intermediários ou intercalares distribuídos e os juros sobre o capital próprio serão sempre imputados ao dividendo mínimo obrigatório previsto no Artigo 26, (b), abaixo.

Artigo 26 - Dos resultados apurados serão inicialmente deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e as provisões para o Imposto de Renda e para a Contribuição Social sobre o Lucro. O lucro remanescente terá a seguinte destinação:

- (a) 5% (cinco por cento) para a constituição da reserva legal;
- (b) 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., serão distribuídos aos acionistas como dividendo mínimo obrigatório; e,
- (c) o saldo terá a destinação que for aprovada pela Assembléia Geral, de acordo com a proposta submetida pelo Conselho de Administração.

CAPÍTULO VII DA ALIENAÇÃO DO PODER DE CONTROLE

Artigo 27 - A alienação do controle acionário da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente do controle se obrigue a efetivar, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento Nível 2, oferta pública de aquisição das ações ordinárias e preferenciais dos demais acionistas, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário ao do Acionista Controlador Alienante.

Artigo 28 - A oferta pública referida no Artigo 27 também deverá ser realizada:

- (a) quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; e
- (b) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e a anexar documentação que comprove esse valor.

Parágrafo Único. Para fins do disposto neste Estatuto Social, entende-se por:

“Alienação do Controle” a transferência a terceiro, a título oneroso, das Ações de Controle;

“Ações de Controle” o bloco de ações que assegura, de forma direta ou indireta, ao(s) seu(s) titular(es), o exercício individual e/ou compartilhado do Poder de Controle da Companhia;

“Acionista Controlador” o acionista, ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum, que exerça o Poder de Controle da Companhia.

“Acionista Controlador Alienante” o Acionista Controlador, quando este promove a alienação de controle da Companhia.

“Poder de Controle” significa o poder efetivamente utilizado de dirigir, de modo permanente, as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia, de forma direta ou indireta, de fato ou de direito. Há presunção relativa de titularidade do controle em relação à pessoa ou ao grupo de pessoas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum (“grupo de controle”) que seja titular de ações que lhe tenham assegurado a maioria absoluta dos votos dos acionistas presentes nas três últimas assembleias gerais da Companhia, ainda que não seja titular das ações que lhe assegurem a maioria absoluta do capital votante.

Artigo 29 - Aquele que já detiver ações da Companhia e venha a adquirir o Poder de Controle acionário, em razão de contrato particular de compra e venda de ações celebrado com o Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

- (c) efetivar a oferta pública referida no Artigo 27 deste Estatuto; e
- (d) ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da Alienação de Controle, a quem deverá pagar a diferença entre o

preço pago ao Acionista Controlador Alienante e o valor pago em bolsa por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado.

Artigo 30 - Enquanto estiver em vigor o Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa do Nível 2, a Companhia não registrará (i) qualquer transferência de ações para o Comprador, ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores aludido no Regulamento Nível 2; ou (ii) qualquer Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores.

Parágrafo Único. Para fins do disposto neste Estatuto Social, entende-se por:

“Comprador” aquele para quem o Acionista Controlador Alienante transfere o Poder de Controle em uma Alienação de Controle da Companhia;

CAPÍTULO VIII CANCELAMENTO DO REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA

Artigo 31. Sem prejuízo das disposições legais e regulamentares, o cancelamento do registro de companhia aberta será precedido por oferta pública de aquisição de ações, tendo como preço mínimo, obrigatoriamente, o valor econômico apurado mediante do Laudo de Avaliação, na forma dos artigos 32 e 33 abaixo.

Artigo 32. O laudo de avaliação será elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou Acionista Controlador ou Grupo Controlador, além de satisfazer os requisitos do § 1º do artigo 8º, da Lei das S.A., e conter a responsabilidade prevista no § 6º do mesmo artigo.

Parágrafo Primeiro - A escolha da empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia é de competência privativa da assembléia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes naquela assembléia, que se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de Ações em Circulação, ou que se

instalada em segunda convocação poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação.

Parágrafo Segundo - Para fins do disposto no Parágrafo Primeiro deste Artigo, consideram-se ações em circulação todas as ações de emissão da Companhia, excetuadas as detidas pelo Acionista Controlador, por pessoas a ele vinculadas, pelos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia.

Parágrafo Terceiro - Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados integralmente pelo ofertante.

Artigo 33. Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

Parágrafo Primeiro - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante.

Parágrafo Segundo - Se o valor econômico das ações, apurado na forma dos artigos 32 e 33, for superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará automaticamente revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor econômico apurado, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Parágrafo Terceiro - O procedimento para o cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia atenderá as demais exigências estabelecidas nas normas aplicáveis às companhias abertas e os preceitos constantes do Regulamento Nível 2.

CAPÍTULO IX SAÍDA DO NÍVEL 2

Artigo 34. A saída da Companhia do Nível 2 será aprovada em assembléia geral pela maioria dos votos dos acionistas presentes e comunicada à BOVESPA por escrito com antecedência prévia de 30 (trinta) dias.

Parágrafo Primeiro - Para que as ações da Companhia passem a ter o registro para negociação fora do Nível 2, o Acionista Controlador ou Grupo Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no

mínimo, pelo valor econômico apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos Artigos 32 e 33 deste Estatuto.

Parágrafo Segundo – Caso a saída da Companhia do Nível 2 venha a ocorrer em virtude de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não seja admitida para negociação no Nível 2, o Acionista Controlador ou Grupo Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo valor econômico apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos Artigos 32 e 33 deste Estatuto.

Parágrafo Terceiro – O Acionista Controlador ou Grupo Controlador estará dispensado de proceder à oferta pública referida nos parágrafos acima se a companhia tiver saído do Nível 2 em razão da assinatura de contrato de participação no segmento especial da BOVESPA denominado Novo Mercado.

Artigo 35. A alienação do Poder de Controle da Companhia que ocorrer nos 12 (doze) meses subsequentes à sua saída do Nível 2, obrigará o Acionista Controlador ou Grupo Controlador alienante, conjunta e solidariamente com o Comprador, a oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo Acionista Controlador ou Grupo Controlador na alienação de suas próprias ações, devidamente atualizado, na forma da legislação em vigor, observando-se as mesmas regras aplicáveis às alienações de controle previstas no Capítulo VII deste Estatuto.

Parágrafo Primeiro - Se o preço obtido pelo Acionista Controlador ou pelo Grupo Controlador na alienação a que se refere o “caput” deste artigo for superior ao valor da oferta pública realizada de acordo com as demais disposições deste Estatuto Social, devidamente atualizado na forma da legislação em vigor, o Acionista Controlador ou Grupo Controlador alienante conjunta e solidariamente com o Comprador, ficarão obrigados a pagar a diferença de valor apurado aos aceitantes da respectiva oferta pública, nas mesmas condições previstas no “caput” deste artigo.

Parágrafo Segundo -A Companhia e o Acionista Controlador ou Grupo Controlador ficam obrigados a averbar no Livro de Registro de Ações da Companhia, em relação às ações de propriedade do Acionista Controlador ou do Grupo Controlador, ônus que obrigue o comprador daquelas ações a estender aos demais acionistas da Companhia preço e condições de pagamento idênticos aos que forem pagos ao Acionista Controlador ou Grupo Controlador Alienante, em caso de alienação, na forma prevista no “caput” e no parágrafo primeiro, acima.

CAPÍTULO X JUÍZO ARBITRAL

Artigo 36. A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei 6.404/76, no presente Estatuto, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento Nível 2, do Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2 e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

CAPÍTULO XI DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 37. Os direitos e obrigações previstos nos Artigos 5, parágrafos terceiro e quarto, Artigo 13, Artigo 14, parágrafos primeiro, segundo e terceiro, Artigo 24, parágrafos primeiro e terceiro, bem como nos Capítulos VII, VIII, IX e X deste Estatuto Social somente serão eficazes a partir da data em que a Companhia: (i) tenha sido admitida no segmento de negociação do Nível 2, regulado pela BOVESPA, e cumulativamente (ii) tenha publicado o Anúncio de Início de Distribuição Pública de Ações, referente à oferta pública de distribuição de Units, aprovada pela Reunião do Conselho de Administração da Companhia do dia 07 de fevereiro de 2006.

CAPÍTULO XII LIQUIDAÇÃO

Artigo 38 - A Companhia entrará em liquidação nos casos previstos em lei, ou por deliberação da Assembléia Geral, que estabelecerá a forma da liquidação, elegerá o liquidante e, se for o caso, instalará o Conselho Fiscal, para o período da liquidação, elegendo seus membros e fixando-lhes as respectivas remunerações.

CAPÍTULO XIII DOS ACORDOS DE ACIONISTAS.

Artigo 39 - Os eventuais acordos de acionistas que estabeleçam as condições de compra e venda de suas ações, ou o direito de preferência na compra destas, ou o exercício do direito de voto, serão sempre observados pela Companhia, desde que tenham sido arquivados na sede social, cabendo à respectiva administração abster-se de computar os votos lançados contra os termos de tais acordos.

Parágrafo Único - As obrigações ou ônus resultantes de tais acordos somente serão oponíveis a terceiros depois de averbados nos livros de registro de ações da Companhia e nos certificados ou comprovantes das ações, se emitidos.

CAPÍTULO XIV EMISSÃO DE UNITS

Artigo 40. A Companhia poderá patrocinar a emissão de certificados de depósito de ações (doravante designados como "Units" ou individualmente como "Unit").

Parágrafo Primeiro - Cada Unit representará 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia e somente será emitida mediante solicitação dos acionistas que o desejarem, observadas as regras a serem fixadas pelo Conselho de Administração de acordo com o disposto neste Estatuto.

Parágrafo Segundo - Somente ações livres de ônus e gravames poderão ser objeto de depósito para a emissão de Units.

Artigo 41. As Units terão a forma escritural e, exceto na hipótese de cancelamento das Units, a propriedade das ações representadas pelas Units somente será transferida mediante transferência das Units.

Parágrafo Primeiro - O titular de Units terá o direito de, a qualquer tempo, solicitar à instituição financeira depositária o cancelamento das Units e a entrega das respectivas ações depositadas, observadas as regras a serem fixadas pelo Conselho de Administração de acordo com o disposto neste Estatuto.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração da Companhia poderá, a qualquer tempo, suspender, por prazo determinado, a possibilidade de cancelamento de Units prevista no § 1º deste artigo, na hipótese de início de oferta pública de distribuição primária

e/ou secundária de Units, no mercado local e/ou internacional, sendo que neste caso o prazo de suspensão não poderá ser superior a 30 (trinta) dias.

Parágrafo Terceiro - As Units que tenham ônus, gravames ou embaraços não poderão ser canceladas.

Artigo 42. As Units conferirão aos seus titulares os mesmos direitos e vantagens das ações depositadas.

Parágrafo Primeiro - O direito de participar das Assembléias Gerais da Companhia e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações representadas pelas Units, mediante comprovação de sua titularidade, cabe exclusivamente ao titular das Units.

Parágrafo Segundo - Os acionistas poderão ser representados em Assembléias Gerais da Companhia por procurador constituído na forma do Artigo 126 da Lei das S.A.

Parágrafo Terceiro - Na hipótese de desdobramento, grupamento, bonificação ou emissão de novas ações mediante a capitalização de lucros ou reservas, serão observadas as seguintes regras com relação às Units:


I - Caso ocorra aumento da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária registrará o depósito das novas ações e creditará novas Units na conta dos respectivos titulares, de modo a refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das Units, guardada sempre a proporção de 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia para cada Unit, sendo que as ações que não forem passíveis de constituir Units serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de Units.

II - Caso ocorra redução da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária debitará as contas de depósito de Units dos titulares das ações grupadas, efetuando o cancelamento automático de Units em número suficiente para refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das Units, guardada sempre a proporção de 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia para cada Unit, sendo que as ações remanescentes que não forem passíveis de constituir Units serão entregues diretamente aos acionistas, sem a emissão de Units.

EQUATORIAL ENERGIA S.A.
Companhia Aberta de Capital Autorizado
CNPJ/MF nº 03.220.438/0001-73
NIRE nº 2130000938-8

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
REALIZADA EM 30 DE MARÇO DE 2006

1. **Local, hora e data:** Na sede social da Companhia, na Avenida Cel. Colares Moreira, nº 477, CEP: 65075-441 – São Luís, Maranhão, às 18:00 horas do dia 30 de Março de 2006.
2. **Presenças:** Presentes os seguintes membros deste conselho: Firmino Ferreira Sampaio Neto, Gilberto Sayão da Silva, Alessandro Monteiro Morgado Horta, Octavio Cortes Pereira Lopes, Eduardo Alcalay, Carlos Augusto Leone Piani, Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa e Darlan Dórea Santos.
3. **Mesa:** Presidente: Firmino Ferreira Sampaio Neto; Secretário: Octavio Côrtes Pereira Lopes.
4. **Deliberações:** Foi aberta a sessão, tendo assumido a Presidência da Mesa o Sr. Firmino Ferreira Sampaio Neto, que convidou o Sr. Octavio Côrtes Pereira Lopes para secretariar os trabalhos, tendo sido aprovadas as seguintes deliberações:
 - (i) Aprovar o montante de ações emitidas pela Companhia no aumento de capital realizado no âmbito da distribuição pública primária de Certificados de Depósito de Ações (“Units”) em 12.800.000 (doze milhões e oitocentas mil) ações ordinárias e 25.600.000 (vinte e cinco milhões e seiscentas mil) ações preferenciais, sendo que as ações emitidas terão características idênticas àquelas das ações já existentes, fazendo jus aos mesmos direitos a estas conferidos;
 - (ii) Aprovar o preço por Unit – cada Unit representando 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia - no âmbito da distribuição pública primária e secundária em R\$ 14,50 (quatorze reais e cinquenta centavos) por Unit, de acordo com o disposto no artigo 170, parágrafo primeiro, inciso III da Lei nº 6.404/76 e no artigo 44 da Instrução CVM nº 400/03, com base no resultado apurado por meio de procedimento de coleta de intenções de investimento (*bookbuilding*) realizado por Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. e Banco Pactual S.A. em 30 de março de 2006;
 - (iii) Aprovar a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição das novas ações, em conformidade com o disposto no parágrafo 1º do artigo 6º do Estatuto Social da Companhia e no artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações;



#1677 - v3

- (iv) Aprovar a forma de integralização das ações, que deverá ser efetuada à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente do País; e
- (v) Autorizar a celebração e/ou assinatura, pela Companhia, do Contrato de Coordenação e Distribuição Pública de Units com Garantia Firme de Liquidação, do *Placement Facilitation Agreement*, do Instrumento Particular de Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Units, do Contrato de Prestação de Serviços a serem prestados pela Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia – CBLC e todos e quaisquer outros documentos, bem como a prática, pela Companhia, de todos e quaisquer atos, inclusive perante a Comissão de Valores Mobiliários, o Banco Central do Brasil, a Bolsa de Valores de São Paulo e a CBLC, que se façam necessários ou convenientes à consumação da Oferta.

5. Encerramento: Nada mais havendo a ser tratado, lavrou-se a presente ata, a qual, após lida e aprovada, foi assinada por todos os presentes.

CERTIDÃO

Confere com o original lavrado em livro próprio.



Octávio Côrtes Pereira Lopes

Secretário

**RESOLUTION OF THE SOLE MEMBER
OF BRASIL ENERGIA I, LLC**

The undersigned, being the sole member of Brasil Energia I, LLC, a Delaware limited liability company (the "Company"), hereby adopts the following resolutions on behalf of the Company:

(a) Approval of Offering of Securities

RESOLVED, that the Company approves the issuance and sale by Equatorial Energia S.A. (the "Issuer") of units consisting of one share of common stock and two shares of preferred stock (the "Securities") in an offering (the "Offering") exempt from registration under the U.S. Securities Act of 1933, as amended (the "Securities Act"); and be it further

RESOLVED, that the Member also approves on behalf of the Company the sale by the Company of up to 27,196,577 Securities of the Issuer in the Offering; and be it further

(b) Offering Documents; Amendments

RESOLVED, that the use of the certain Preliminary Confidential Offering Memorandum and Preliminary Prospectus (the "Preliminary Offering Documents"), describing the terms of the Offering, the terms of the Securities and the business of, and other matters regarding, the Issuer, the Company, and the transactions consummated in connection with such Offering, be, and hereby is, approved, adopted and ratified in all respects; and be it further

RESOLVED, that the Member designates each of Alessandro Monteiro Morgado Horta, Bruno Constantino Alexandre dos Santos, Ana Marta Arrochela Lobo Pitta de Gouveia Bodra and Carlos Augusto Leoni Piani as Group A officers (each a “Group A Authorized Officer”, and, collectively, the “Group A Authorized Officers”) and Antonio Carlos Augusto Ribeiro Bonchristiano, Fersen Lamas Lambranhó and Octavio Côrtes Pereira Lopes as Group B officers (each a “Group B Authorized Officer”, and, collectively, the “Group B Authorized Officers,” and, together with the Group A Authorized Officers, the “Authorized Officers”) with specific power and authority to cause such Preliminary Offering Memorandum to be completed for delivery to prospective purchasers of the Securities and, once the final terms of the Offering have been established, to cause a completed version of such offering documents (such completed offering memorandum and prospectus containing all the final details of the transaction being referred to as the “Final Offering Documents”) to be delivered to the purchasers of the Securities, and to cause such further changes, supplements, modifications or amendments to the Preliminary Offering Documents and the Final Offering Documents as at least one of Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer deem appropriate; and be it further

c) Underwriting Agreements; Underwriters

RESOLVED, that the Authorized Officers be, by means of the joint signature of at least one Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer, further specifically authorized on behalf of the Company to enter into one or more underwriting agreements (the “Underwriting Agreements”) providing for the sales prices and other discounts and commissions relating to the Securities and containing other terms relating to the Offering as may be agreed by at least one Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer, all on the terms and conditions set forth in the Underwriting Agreements, with such changes thereto as at least one Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer shall approve, the joint execution of such agreements by at least one such Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer to be conclusive evidence of the authority of any such Authorized Officers; and be it further

RESOLVED, that the Authorized Officers be, by means of the joint action of at least one Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer, in the name and on the behalf of the Company, further specifically authorized and empowered to deliver the Securities to be sold by the Company in accordance with the terms of the Underwriting Agreement, the taking of such actions to be conclusive evidence of the authority of any such Authorized Persons in so doing; and be it further

d) Expenses and Fees

RESOLVED, that any of the Authorized Officers be, by means of the joint signature or action of at least one Group A Authorized Officers and one Group B Authorized Officers, specifically authorized and directed to cause the Company to pay any and all expenses and fees arising in connection with the Offering, the preparation and distribution of the Preliminary Offering Documents and the Final Offering Documents, printing expenses and fees, fees and expenses of auditors and legal counsel, fees and expenses related to the filing of applications under blue sky laws of the various states and any other fees and expenses relating thereto, and any and all other expenses and fees that were incurred, in each case, as at least one Group A Authorized Officer and one Group B Authorized Officer shall deem necessary or appropriate to consummate the Offering and to otherwise carry out the intent and accomplish the purposes of the foregoing resolutions; and be it further

e) General Authorization

RESOLVED, that the Authorized Officers be, by means of the joint signature or action of at least one Group A Authorized Officers and one Group B Authorized Officers, specifically authorized and empowered for and on behalf of the Company to execute and deliver any and all instruments and documents and to do any and all such other acts and things as they or any of them may deem necessary or appropriate to consummate the Offering or otherwise carry out fully the intent and purposes of the foregoing resolutions.

IN WITNESS WHEREOF, the undersigned has executed this written resolution on behalf of the Company as of the 30th day of March, 2006.

EQUATORIAL ENERGIA HOLDINGS, LLC

By: 

Name:

Title:

By: 

Name:

Title:

Declaração

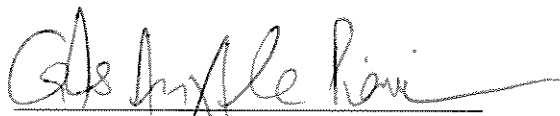
Equatorial Energia S.A., sociedade por ações com sede na Avenida Cel. Colares Moreira, 477, na Cidade de São Luís, Estado do Maranhão, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.272.793/0001.84 (a "Companhia") declara que, até onde tem conhecimento, o Prospecto Preliminar da Distribuição Pública Primária e Secundária de Units da Equatorial Energia S.A ("Prospecto Preliminar") contém, e o Prospecto Definitivo da Distribuição Pública Primária e Secundária de Units da Equatorial Energia S.A ("Prospecto Definitivo") conterá, todas as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores da Oferta, dos valores mobiliários ofertados, da Companhia, de suas atividades e dos riscos a elas inerentes, de sua situação econômico-financeira e quaisquer outras informações relevantes, bem como que o Prospecto Preliminar foi, e o Prospecto Definitivo será, elaborado de acordo com as normas pertinentes.

São Paulo, 21 de Março de 2006.

EQUATORIAL ENERGIA S.A.



Nome: Octavio Côrtes Pereira Lopes
Cargo: Diretor-Presidente



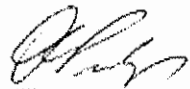
Nome: Carlos Augusto Leone Piani
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Declaração

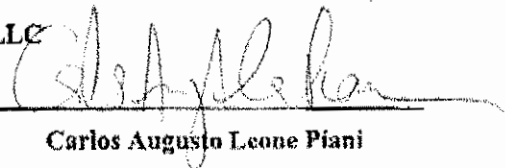
Brasil Energia I LLC, sociedade constituída de acordo com as leis de Delaware, Estados Unidos da América, com sede em 1201 North Market Street, Wilmington, New Castle County, Delaware 19801, **Octavio Côrtes Pereira Lopes**, brasileiro, casado, empresário, portador da cédula de identidade - RG nº 18.165.539-1 emitida pela SSP/SP, inscrito no CPF/MF sob o nº 149.224.538-06, **Carlos Augusto Leone Piani**, brasileiro, casado, administrador de empresas, portador da cédula de identidade - RG nº 09.578.876-6, emitida pelo IFP/RJ e inscrito no CPF/MF sob o nº 029.323.737-84, **Firmino Ferreira Sampaio Neto**, brasileiro, casado, empresário, portador da cédula de identidade nº 005536790 emitida pela SSP/BA, inscrito no CPF/MF sob o nº 037.101.225-20, **Marcelino da Cunha Machado Neto**, brasileiro, casado, engenheiro, portador da Cédula de Identidade nº 062.450.079-6 SSP-RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 790.901.337-04, **Augusto Miranda da Paz Júnior**, brasileiro, casado, engenheiro, portador da Cédula de Identidade nº 1.225.596-SSP/BA, inscrito no CPF/MF sob o nº 197.053.015-49 e **Eduardo Francisco Lôbo**, brasileiro, administrador, divorciado, portador da Cédula de Identidade nº 1193693-SSP-MG, inscrito no CPF/MF sob o nº 416.540.726-72 (em conjunto os "Acionistas Vendedores") declaram que até onde têm conhecimento, o Prospecto Preliminar da Distribuição Pública Primária e Secundária de Units da Equatorial Energia S.A ("Companhia" e "Prospecto Preliminar") contém, e o Prospecto Definitivo da Distribuição Pública Primária e Secundária de Units da Equatorial Energia S.A ("Prospecto Definitivo") conterá, todas as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores da Oferta, dos valores mobiliários ofertados, da Companhia, de suas atividades e dos riscos a elas inerentes, de sua situação econômico-financeira e quaisquer outras informações relevantes, bem como que o Prospecto Preliminar foi, e o Prospecto Definitivo será, elaborado de acordo com as normas pertinentes.

São Paulo, 21 de março de 2006.

BRASIL ENERGIA I LLC



Octavio Côrtes Pereira Lopes



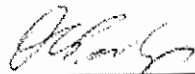
Carlos Augusto Leone Piani



Octavio Côrtes Pereira Lopes



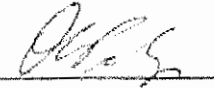
Carlos Augusto Leone Piani



Firmino Ferreira Sampaio Neto



Marcelino da Cunha Machado Neto



Augusto Miranda da Paz Júnior



Eduardo Francisco Lôbo



DECLARAÇÃO

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A., instituição financeira com sede na Av. Brigadeiro Faria Lima, 3064, 12º, 13º e 14º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob o nº 33.987.793/0001-33 (o “Coordenador Líder”), na qualidade de coordenador líder da distribuição pública primária e secundária de certificados de depósito de ações, representativos, cada um, de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais de emissão da Equatorial Energia S.A., todos nominativos, escriturais, sem valor nominal (as “Units” e a “Companhia”, respectivamente), que compreenderá (i) a distribuição pública primária de Units representativas, cada uma, de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, emitidas pela Companhia com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei n.º 6.404/76 e dentro do limite de capital autorizado previsto no Estatuto Social da Companhia (a “Oferta Primária”), e (ii) a distribuição pública secundária de Units de titularidade de Brasil Energia I, Octavio Côrtes Pereira Lopes, Carlos Augusto Leone Piani e demais acionistas vendedores (sendo todos conjuntamente denominados “Acionistas Vendedores”), cujo pedido de registro está sob análise dessa D. Comissão (a “Oferta Secundária” e, quando em conjunto com a Oferta Primária, a “Oferta”), vem, pela presente, nos termos do artigo 56, parágrafo 5º, da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, declarar o quanto segue:

Considerando que:

- (i) o Coordenador Líder constituiu consultores legais para auxiliá-lo na implementação da Oferta;
- (ii) para realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas controladas, iniciada em 16 de janeiro de 2006 (a “Auditoria”), sendo que a Auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Units da Equatorial Energia S.A. (o “Prospecto Definitivo”);
- (iii) a Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram os documentos que consideraram relevantes para a Oferta;
- (iv) além dos documentos a que se refere o item (iii), foram solicitados pelo Coordenador Líder documentos e informações adicionais relativos à Companhia; e
- (v) conforme informações prestadas pela Companhia, a Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram, para análise do Coordenador Líder e de seus consultores legais, todos os documentos, bem como foram prestadas todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia, para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta.

O Coordenador Líder declara que tomou cautela e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que:

- (i) as informações prestadas pela Companhia no Prospecto Preliminar e a serem prestadas pela Companhia no Prospecto Definitivo, bem como as fornecidas ao mercado durante a distribuição das Units, sejam verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes nas suas respectivas datas;



- (ii) o Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, todas as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Units a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes; e
- (iii) o Prospecto Preliminar foi elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400.

As declarações acima e a extensão da responsabilidade que será incorrida pelo Coordenador Líder, resultante destas declarações, é limitada pela assunção de que o Coordenador Líder recebeu toda informação solicitada à Companhia e aos Acionistas Vendedores durante a Auditoria, de modo a tornar estas declarações verdadeiras e corretas.

São Paulo, 21 de Março de 2006.

BANCO DE INVESTIMENTOS CREDIT SUISSE (BRASIL) S.A.


Nome: **Antonio Carlos Quintella**
Cargo: **Director**


Nome: **DENIS JUNGERMAN**
Cargo: **DENIS JUNGERMAN**



O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 999999	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03220438000173
4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.		
5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.		
6 - NIRE 35300314531		
7 - SITE http://www.equatorialenergia.com.br		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Cel. Colares Moreira 477				2 - BAIRRO OU DISTRITO Renascença II	
3 - CEP 65075-441		4 - MUNICÍPIO São Luis			5 - UF MA
6 - DDD 098	7 - TELEFONE 3217-2123	8 - TELEFONE 0000-0000	9 - TELEFONE 0000-0000	10 - TELEX 0000000	
11 - DDD 098	12 - FAX 3235-7161	13 - FAX 0000-0000	14 - FAX 0000-0000		
15 - E-MAIL carlos.piani@equatorialenergia.com.br					

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

ATENDIMENTO NA EMPRESA

1 - NOME Carlos Augusto Leone Piani					
2 - CARGO Diretor Financeiro e de R.I.					
3 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Cel. Colares Moreira 477				4 - BAIRRO OU DISTRITO Renascença II	
5 - CEP 65075-441		6 - MUNICÍPIO São Luis			7 - UF MA
8 - DDD 098	9 - TELEFONE 3217-2137	10 - TELEFONE 3217-2245	11 - TELEFONE 0000-0000	12 - TELEX 0000000	
13 - DDD 098	14 - FAX 3235-7161	15 - FAX 3217-2107	16 - FAX 3217-2257		
17 - E-MAIL carlos.piani@equatorialenergia.com.br					

AGENTE EMISSOR / INSTITUIÇÃO FINANCEIRA DEPOSITÁRIA

18 - NOME BANCO ITAÚ S/A					
19 - CONTATO João Manoel Elisberto					
20 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Boa Vista n 176, 1º subsolo				21 - BAIRRO OU DISTRITO Centro	
22 - CEP 01092-900		23 - MUNICÍPIO São Paulo			24 - UF SP
25 - DDD 11	26 - TELEFONE 5029-7780	27 - TELEFONE 0000-0000	28 - TELEFONE 0000-0000	29 - TELEX 0000000	
30 - DDD 0011	31 - FAX 0000-0000	32 - FAX 0000-0000	33 - FAX 0000-0000		
34 - E-MAIL N/A					

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

35 - ITEM	36 - MUNICÍPIO	37- UF	38 - DDD	39 - TELEFONE	40 - TELEFONE
01	N/A	N	0000	0000-0000	0000-0000
02	N/A	N	0000	0000-0000	0000-0000
03	N/A	N	0000	0000-0000	0000-0000
04	N/A	N	0000	0000-0000	0000-0000

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME Carlos Augusto Leone Piani					
2 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Cel. Colares Moreira 477				3 - BAIRRO OU DISTRITO Renascença II	
4 - CEP 65075-441		5 - MUNICÍPIO São Luis			6 - UF MA
7 - DDD 098	8 - TELEFONE 3217-2123	9 - TELEFONE 3217-2137	10 - TELEFONE 3217-2245	11 - TELEX 0000000	
12 - DDD 098	13 - FAX 3235-7161	14 - FAX 3217-2107	15 - FAX 3217-2257		
16 - E-MAIL carlos.piani@equatorialenergia.com.br					
17 - DIRETOR BRASILEIRO SIM	18 - CPF 025.323.737-84	18 - PASSAPORTE CP935966			

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 01/01/2005		2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 31/12/2005	
3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 01/01/2006		4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 31/12/2006	
5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR KPMG Auditores Independentes			6 - CÓDIGO CVM 00418-9
7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO Vânia Andrade de Souza			8 - CPF DO RESP. TÉCNICO 671.396.717-53

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO				
<input type="checkbox"/> BVBAAL	<input type="checkbox"/> BVMESB	<input type="checkbox"/> BVPR	<input type="checkbox"/> BVRJ	<input type="checkbox"/> BVST
<input type="checkbox"/> BVES	<input type="checkbox"/> BVPP	<input type="checkbox"/> BVRG	<input checked="" type="checkbox"/> BOVESPA	
2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO Bolsa				
3 - TIPO DE SITUAÇÃO Operacional				
4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE 3120 - Emp. Adm. Part. - Energia Elétrica				
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL Holding				6 - AÇÕES PREF. COM CLASSES NÃO

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO Privada Nacional	
2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA.	
<input checked="" type="checkbox"/> Ações	<input type="checkbox"/> Certificado de Recebíveis Imobiliários (CRI)
<input type="checkbox"/> Debêntures Conversíveis em Ações	<input type="checkbox"/> Notas Promissórias (NP)
<input type="checkbox"/> Ações Resgatáveis	<input type="checkbox"/> BDR
<input type="checkbox"/> Partes Beneficiárias	<input type="checkbox"/> Outros DESCRIZAÇÃO
<input type="checkbox"/> Debêntures Simples	
<input type="checkbox"/> Bônus de Subscrição	
<input type="checkbox"/> Certificado de Investimento Coletivo (CIC)	

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFs.	2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFs.
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs.	4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 09/03/2006

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	Diario Oficial do Estado do MA	MA
02	Estado do Maranhão	MA
03	Valor Econômico	SP

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 29/03/2006	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

02.01.01 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

1 - ITEM	2 - NOME DO ADMINISTRADOR	3 - CPF	4 - DATA DA ELEIÇÃO	5 - PRAZO DO MANDATO	6 - CÓDIGO TIPO DO ADMINISTRADOR *	7 - ELEITO P/ CONTROLADOR	8 - CARGO /FUNÇÃO	7 - FUNÇÃO
01	GILBERTO SAYAO DA SILVA	016.792.777-90	10/03/2006	1 ANO	2	SIM	21	Vice Presidente Cons. de Administração
02	ALESSANDRO MONTEIRO MORGADO HORTA	005.153.267-04	10/03/2006	1 ANO	2	SIM	22	Conselho de Administração (Efetivo)
03	FIRMINO FERREIRA SAMPAIO NETO	037.101.225-20	10/03/2006	1 ANO	2	SIM	20	Presidente do Conselho de Administração
04	OCTAVIO CÔRTEZ PEREIRA LOPES	149.224.538-06	10/03/2006	1 ANO	3	SIM	33	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente
05	CARLOS AUGUSTO LEONE PIANI	025.323.737-84	10/03/2006	1 ANO	3	SIM	35	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.
06	DARLAN DÓREA SANTOS	019.967.115-04	10/03/2006	1 ANO	2	NÃO	22	Conselho de Administração (Efetivo)
07	EDUARDO ALCALAY	148.080.298-04	10/03/2006	1 ANO	2	SIM	22	Conselho de Administração (Efetivo)
08	PAULO JERONIMO BANDEIRA DE MELLO PEDROSA	309.880.471-87	10/03/2006	1 ANO	2	NÃO	22	Conselho de Administração (Efetivo)
09	CARLOS AUGUSTO LEONE PIANI	025.323.737-84	10/03/2006	1 ANO	3	SIM	35	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.
10	OCTAVIO CORTES PEREIRA LOPES	149.224.538-06	10/03/2006	1 ANO	3	SIM	33	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente

* CÓDIGO: 1 - PERTENCE APENAS À DIRETORIA;

2 - PERTENCE APENAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO;

3 - PERTENCE À DIRETORIA E AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

02.02 - EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO (ADMINISTRAÇÃO E FISCAL) E DIRETOR

Informação Biográfica

Apresentamos a seguir um resumo da experiência profissional e da formação dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria. O endereço comercial de cada conselheiro e diretor da Equatorial é: Av. Cel. Colares Moreira, 477, São Luís – Maranhão.

Octavio Côrtes Pereira Lopes, 34, Conselheiro e Diretor Presidente – O Sr. Pereira Lopes é Conselheiro da Equatorial desde abril de 2004 e Diretor Presidente desde janeiro de 2006. O Sr. Pereira Lopes também Diretor Presidente da CEMAR desde maio de 2004. De 1997 a 2004, trabalhou na GP Investimentos, de onde é sócio desde 2000. Pela GP Investimentos, atuou como membro dos conselhos da Gafisa, Submarino, IBest, International Health Holdings, Fratelli Vita, Shoptime, Webmotors, Mercado Eletrônico, Hopi Hari e Playcenter. Antes de ingressar na GP Investimentos, Pereira Lopes trabalhou de 1996 a 1997 no ING Barings e de 1991 a 1994 na MCM Consultores Associados. O Sr. Pereira Lopes é graduado em Economia pela Universidade de São Paulo e possui MBA da The Wharton School, University of Pennsylvania.

Gilberto Sayão da Silva, 35, Conselheiro - o Sr. Sayão é Vice-Presidente do Conselho de Administração da CEMAR e conselheiro da Equatorial desde abril de 2004. Atualmente, o Sr. Sayão é sócio do Banco Pactual responsável pelas Área de Investimentos, Finanças Corporativas e *Hedge Funds*. Desde 1998, o Sr. Sayão faz parte do Comitê Executivo do Banco, participando das decisões estratégicas e corporativas da instituição. Iniciou sua carreira no Banco Pactual em 1993 na área de Sistemas e em 1995 tornou-se sócio. O Sr. Sayão cursou Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio.

Alessandro Monteiro Morgado Horta, 35, Conselheiro - o Sr. Horta é Conselheiro da Equatorial desde abril de 2004 e Conselheiro da Cemar desde março de 2006. Desde 2003, o Sr. Horta é o sócio diretor responsável pela Área de Administração e Operações do Banco Pactual. De 2001 a 2003, o Sr. Horta foi o sócio responsável pela Área de Investimentos e foi um dos responsáveis pela sub-comissão de Private Equity da ANBID na elaboração da Instrução CVM Nº 391. Entre 1998 e 2001, o Sr. Horta trabalhou no Banco Icatu, onde foi sócio responsável pelos investimentos em renda variável e *merchant banking*, e pelo trabalho de governança corporativa dos principais investimentos realizados. Neste período, participou do Conselho Consultivo da Saraiva Livreiro e Editores. O Sr. Horta é graduado em Engenharia Eletrônica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio.

Carlos Augusto Leone Piani, 32, Conselheiro e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores – O Sr. Piani é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Equatorial desde janeiro de 2006 e Conselheiro desde março de 2006. O Sr. Piani também é Diretor Presidente da Cemar desde março de 2006 e foi Vice-Presidente e Diretor Relações com Investidores da CEMAR entre maio de 2004 e março de 2006. Antes, trabalhou durante 6 anos no Banco Pactual. Entre 2000 e 2004, coordenou a gestão de fundos de capital de risco administrados pela Área de Investimentos do Banco. Neste período, atuou como membro do conselho de administração da Proteus Soluções em Tecnologia da Informação S.A., Visionnaire S.A., Extracta Moléculas S.A., Padtec S.A., Pini S.A., Automatos International Ltd. e SpringWireless Ltd. e como conselheiro fiscal suplente da Eletropaulo Metropolitana Energia Elétrica de São Paulo S.A. Entre 1998 a 2000, trabalhou na área de Finanças Corporativas em operação voltadas para os setores de infra-estrutura. Antes do Pactual, trabalhou em 1997 na Ernst & Young como analista do Departamento de Business Valuation. O Sr. Piani é graduado em Informática pela PUC-RJ e em Administração de Empresas pelo IBMEC. Além disto, obteve o título de CFA Charterholder pelo CFA Institute em 2003.

Eduardo Alcalay, 37, Conselheiro – O Sr. Alcalay é conselheiro da Equatorial desde março de 2006. O Sr. Alcalay é sócio da GP Investimentos desde dezembro de 2005. O Sr. Alcalay foi, também, sócio co-fundador da *Singular Partners*, uma firma especializada em consultoria financeira, envolvendo M&A e reestruturação financeira. De 2000 a 2003, o Sr. Alcalay trabalhou na UOL e Grupo Folha, onde atuou como responsável em operações de financiamento e, em 2001, foi eleito Vice-Presidente do Conselho de Administração da UOL. O Sr. Alcalay também foi diretor financeiro na área de M&A na *Donaldson, Lufkin & Jenrette* de 1998 a 2000 e

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

02.02 - EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO (ADMINISTRAÇÃO E FISCAL) E DIRETOR

líder na área de M&A do Banco de Investimentos Garantia entre 1992 e 1998. O Sr. Alcalay é graduado em direito pela Universidade de São Paulo e em administração de empresas pela Fundação Getúlio Vargas

Firmino Ferreira Sampaio Neto, 60, Conselheiro – O Sr. Sampaio é Presidente do Conselho de Administração da Equatorial desde março de 2006 e Conselheiro da Cemar desde maio de 2004. Sr. Sampaio Neto foi presidente da Eletrobrás entre os anos de 1996 e 2001 e Presidente da Eletrobrás Termonuclear entre os anos de 2000 e 2001. O Sr. Sampaio Neto foi Presidente e Diretor Financeiro da COELBA por 14 anos. Membro do Conselho de Administração de Furnas, Itaipu Binacional, CHESF, Eletrosul, Gerasul, CEMIG, ENERSUL, CEMAT e LIGHT. O Sr. Sampaio Neto é graduado em Economia pela UFBA e pós-graduado em Planejamento Industrial pela SUDENE/IPEA/FGV.

Darlan Dórea Santos, 63, Conselheiro Independente – Sr. Dórea Santos é conselheiro independente da Equatorial desde março de 2006. Entre 1973 e 1983, ocupou cargos executivos na área financeira, entre os quais, gerente de financiamentos à projetos de infra-estrutura e serviços públicos no Banco de Desenvolvimento do Estado da Bahia - DESENBANCO, Diretor da Promoções e Participações da Bahia S.A - PROPARG, empresa pública de participações acionárias do Estado da Bahia, e membro da Comissão Técnica para o Desenvolvimento Urbano da Associação Brasileira de Instituições Financeiras de Desenvolvimento - ABDE. Em 1983 ingressou no Sistema BNDES, do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, tendo ocupado o cargo de Diretor Executivo da Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME, entre os anos de 1999 e 2004, quando se aposentou pelo BNDES. Atualmente é sócio presidente da Empresa de Consultoria Damar Assessoria Empresarial e Econômica Ltda. O Sr. Dórea Santos é economista formado pela Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia.

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa, 44, Conselheiro Independente - O Sr. Mello Pedrosa é conselheiro independente da Equatorial desde março de 2006. O Sr. Pedrosa é Presidente Executivo da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel). O Sr. Pedrosa é professor de regulação do IBMEC. Trabalhou na Eletronorte e na Chesf, tendo atuado também como assessor da Subcomissão de Energia e da Comissão de Infra-Estrutura do Senado Federal. Durante quatro anos, o Sr. Pedrosa foi diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O Sr. Pedrosa é graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade de Brasília (UnB), com formação técnica complementar em sistemas auxiliares de usinas hidrelétricas, turbinas hidráulicas e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e MBA pela FIA-USP.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

03.01 - EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

1 - EVENTO BASE AGOE	2 - DATA DO EVENTO 10/03/2006	3 - PESSOAS FÍSICAS E JURÍDICAS 11	4 - INVESTIDORES INSTITUCIONAIS 0	5 - ACORDO DE ACIONISTAS NÃO	6 - AÇÕES PREFER. COM DIREITO A VOTO RESTRITO
7 - AÇÕES PREFERENCIAIS COM DIREITO A VOTO 0					
8 - DATA DO ÚLTIMO ACORDO DE ACIONISTAS					

AÇÕES EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO

9 - EXISTE AÇÕES EM CIRCULAÇÃO NÃO	10 - QUANTIDADE (Unidade) 0	11 - PERCENTUAL 0,00	12 - QUANTIDADE (Unidade) 0	13 - PERCENTUAL 0,00	14 - QUANTIDADE (Unidade) 0	15 - PERCENTUAL 0,00
---------------------------------------	--------------------------------	-------------------------	--------------------------------	-------------------------	--------------------------------	-------------------------

16 - AÇÕES PREFERENCIAIS EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO

1 - CLASSE	2 - QUANTIDADE (Unidade)	3 - PERCENTUAL
------------	--------------------------	----------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF			
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS (Mil)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Mil)	9 - %	10 - TOTAL DE AÇÕES (Mil)	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.	13 - PART. NO ACORDO DE ACIONISTAS
15/1 - CLASSE	15/2 - QTD. AÇÕES PREFERENCIAIS (Mil)	15/3 - % PREFERENCIAIS					
001	BRASIL ENERGIA I LLC	05.713.465-0001/03	ILHAS CAYMAN				
	82.195	91,49	59.520	86,97	141.715	89,54	SIM
002	TORDEZILHAS S/A	03.948.532-0001/43	BRASILEIRA				SP
	4.986	5,56	3.610	5,27	8.596	5,43	NÃO
997	AÇÕES EM TESOURARIA						
	0	0,00	0	0,00	0	0,00	
998	OUTROS						
	2.655	2,95	5.309	7,76	7.964	5,03	
999	TOTAL						
	89.836	100,00	68.439	100,00	158.275	100,00	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM 002	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA TORDEZILHAS S/A		3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL 10/03/2006			
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF		
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.
002002	BRASIL ENERGIA I LLC	05.713.465-0001/03	ILHAS CAYMAN			
	30.329.817	99,96	0	0,00	30.329.817	99,90
002003	SVM EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA	02.743.802-0001/17	BRASILEIRA			SP
	10.805	0,04	21.601	100,00	32.406	0,10
					12/04/2004	
002999	TOTAL					
	30.340.622	100,00	21.601	100,00	30.362.223	100,00

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL				
002003	SVM EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA	12/04/2004				
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF		
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS/ (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.
002003001	BRAZIL DEVELOPMENT EQUITY INVESTMENTS LL	05.518.017-0001/59	ESTADOS UNIDOS			
448.136.820	99,00	0	0,00	448.136.820	99,00	
002003005	OUTROS					
605	1,00	0	0,00	605	1,00	
002003999	TOTAL			448.137.425	100,00	
448.137.425	100,00	0	0,00	448.137.425	100,00	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

04.01 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1 - Data da Última Alteração: 10/03/2006

2 - ITEM	3 - ESPÉCIE DAS AÇÕES	4 - NOMINATIVA OU ESCRITURAL	5 - VALOR NOMINAL (Reais)	6 - QTD. DE AÇÕES (Mil)	7 - SUBSCRITO (Reais Mil)	8 - INTEGRALIZADO (Reais Mil)
01	ORDINÁRIAS	ESCRITURAL		89.835	299.470	299.470
02	PREFERENCIAIS	ESCRITURAL		68.440	228.147	228.147
03	PREFERENCIAIS CLASSE A			0	0	0
04	PREFERENCIAIS CLASSE B			0	0	0
05	PREFERENCIAIS CLASSE C			0	0	0
06	PREFERENCIAIS CLASSE D			0	0	0
07	PREFERENCIAIS CLASSE E			0	0	0
08	PREFERENCIAIS CLASSE F			0	0	0
09	PREFERENCIAIS CLASSE G			0	0	0
10	PREFERENCIAIS CLASSE H			0	0	0
11	PREFER. OUTRAS CLASSES			0	0	0
99	TOTAIS			158.275	527.617	527.617

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

04.02 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1- ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Mil)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)
01	30/12/2005	320.541	246.320	Redução p/ Absorção Prejuízo	0	0,0000000000
02	08/03/2006	350.541	30.000	Subscrição em Bens ou Créditos	8.596	3,4900000000
03	09/03/2006	350.542	0	Subscrição Particular em Dinheiro	4.841	0,0000100000
04	09/03/2006	353.122	2.580	Subscrição em Bens ou Créditos	3.122	0,8262800000
05	10/03/2006	527.617	174.496	Reserva de Lucro	0	0,0000000000

Data-Base - 31/12/2005

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

04.03 - BONIFICAÇÃO / DESDOBRAMENTO OU GRUPAMENTO DE AÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1- ITEM	2 - DATA APROVAÇÃO	3 - VALOR NOMINAL POR AÇÃO ANTES DA APROVAÇÃO (Reais)	4 - VALOR NOMINAL POR AÇÃO DEPOIS DA APROVAÇÃO (Reais)	5 - QUANTIDADE DE AÇÕES ANTES DA APROVAÇÃO (Mil)	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES DEPOIS DA APROVAÇÃO (Mil)
01	02/02/2006			566.862	141.715

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

04.04 - CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

1 - QUANTIDADE (Mil)	2 - VALOR (Reais Mil)	3 - DATA DA AUTORIZAÇÃO
300.000	0	10/03/2006

04.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

1- ITEM	2 - ESPÉCIE	3 - CLASSE	4 - QUANTIDADE DE AÇÕES AUTORIZADAS À EMISSÃO (Mil)
---------	-------------	------------	---

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

06.01 - PROVENTOS DISTRIBUÍDOS NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1 - ITEM	2 - PROVENTO	3 - APROVAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO EVENTO	4 - DATA DA APROVAÇÃO DISTRIBUIÇÃO	5 - TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL	6 - LUCRO OU PREJUÍZO LÍQUIDO NO PERÍODO (Reais Mil)	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO	8 - ESPÉCIE DAS AÇÕES	9 - CLASSE DAS AÇÕES	10 - MONTANTE DO PROVENTO (Reais Mil)	11 - DATA DE INÍCIO DE PAGAMENTO
01	DIVIDENDO	AGOE	10/03/2006	31/12/2005	228.846	0,4037068400	ORDINÁRIA		30.849	22/03/2006
02	DIVIDENDO	AGOE	10/03/2006	31/12/2005	228.846	0,4037068400	PREFERENCIAL		23.502	22/03/2006

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

06.03 - DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

1 - ITEM	2 - ESPÉCIE DA AÇÃO	3 - CLASSE DA AÇÃO	4 - % DO CAPITAL SOCIAL	5 - CONVERTÍVEL	6 - CONVERTE EM	7 - DIREITO A VOTO	8 - TAG ALONG %	9 - PRIORIDADE NO REEMBOLSO DE CAPITAL	17 - OBSERVAÇÃO
10 - PRÊMIO	11 - TIPO DE DIVIDENDO	12 - % DIVIDENDO	13 - R\$/AÇÃO	14 - CUMULATIVO	15 - PRIORITÁRIO	16 - CALCULADO SOBRE			
01	ORDINÁRIA		56,76	NÃO		PLENO	100,00		
			0,00	0,00000					
02	PREFERENCIAL		43,24	NÃO		RESTRITO	100,00	NÃO	
NÃO	MÍNIMO		25,00	0,00000	NÃO			LUCRO LÍQUIDO AJUSTADO	

06.04 - MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA/DIVIDENDO OBRIGATÓRIO

1 - DATA DA ÚLTIMA MODIFICAÇÃO DO ESTATUTO	2 - DIVIDENDO OBRIGATÓRIO (% DO LUCRO)
14/03/2006	25,00

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

07.01 - REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

1 - PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO	2 - VALOR DA REMUNERAÇÃO GLOBAL DOS ADMINISTRADORES (Reais Mil)	3 - PERIODICIDADE
NÃO	5.756	ANUAL

07.02 - PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

- 1 - DATA FINAL DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2005
 2 - DATA FINAL DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2004
 3 - DATA FINAL DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2003

4- ITEM	5 - DESCRIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES	6 - VALOR DO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	7 - VALOR DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	8 - VALOR DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
01	PARTICIPAÇÕES-DEBENTURISTAS	0	0	0
02	PARTICIPAÇÕES-EMPREGADOS	0	0	0
03	PARTICIPAÇÕES-ADMINISTRADORES	0	0	0
04	PARTIC.-PARTES BENEFICIÁRIAS	0	0	0
05	CONTRIBUIÇÕES FDO. ASSISTÊNCIA	0	0	0
06	CONTRIBUIÇÕES FDO. PREVIDÊNCIA	0	0	0
07	OUTRAS CONTRIBUIÇÕES	0	0	0
08	LUCRO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	228.846	122.928	0
09	PREJUÍZO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	0	0	-57.219

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

07.03 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

1- ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
7 - TIPO DE EMPRESA	8 - INÍCIO ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	9 - FINAL ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	10 - QTD. AÇÕES ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	11 - INÍCIO PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	12 - FINAL PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL
13 - QTD. AÇÕES PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	14 - INÍCIO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	15 - FINAL DO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	16 - QTD. AÇÕES ANTEPENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	(Mli)	
01	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	06.272.793/0001-84	ABERTA CONTROLADA	65,04	52,81
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2005	31/12/2005	16.030.576.511	16.030.576.511
01/01/2004	31/12/2004	16.030.576.511	31/12/2003	523.724.322	

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.01 - BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA

Histórico

A Equatorial, antes denominada Brisk (até fevereiro de 2006), foi constituída em 16 de junho de 1999 pela *PPL Global*, com o objetivo de participar do leilão de privatização da CEMAR, que foi constituída em 1958 com o objetivo de distribuir energia elétrica em todo o Estado do Maranhão.

Em decorrência da inclusão da CEMAR no Programa Nacional de Desestatização do Governo Brasileiro ("PND"), o Governo do Estado do Maranhão constituiu a Maranhão Investimentos S.A. ("MISA"), tendo como acionistas fundadores e subscritores do capital o Estado do Maranhão e a Usina Siderúrgica do Maranhão S.A. – USIMAR, que adquiriu o controle da CEMAR. Em 02 de abril de 1998, como parte do processo de privatização da CEMAR, o BNDESPAR adquiriu da MISA 33,2% do capital votante da CEMAR.

A CEMAR foi privatizada em 15 de junho de 2000, tendo sido adquirida pela *PPL Global LLC*, por meio de sua controlada indireta Equatorial.

Aquisição por Fundos Administrados pela GP Investimentos

A partir de 2001, a CEMAR passou a apresentar problemas econômico-financeiros, colocando em risco a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão. Em 21 de agosto de 2002, a ANEEL determinou a intervenção administrativa na CEMAR por 180 dias, prorrogada até 3 de maio de 2004. A ANEEL coordenou o processo de alienação do controle acionário da CEMAR como parte do processo de reestruturação da mesma.

Entre outubro de 2002 e abril de 2004, a GP Investimentos negociou com os principais credores da CEMAR, incluindo Eletrobrás e Eletronorte, o plano de reestruturação da CEMAR, que incluía a capitalização e a renegociação de suas dívidas. Esse plano de reestruturação foi aprovado pela ANEEL em 2 de fevereiro de 2004 e foi implementado em 30 de abril de 2004, quando a GP Investimentos adquiriu o controle da Equatorial.

Como parte do processo de reestruturação financeira foi realizado um aumento do capital social da CEMAR em aproximadamente R\$155,0 milhões, sendo R\$55,0 milhões realizado pela Eletrobrás, o que lhe garantiu 34,4% do capital total da CEMAR, e R\$100,0 milhões pela GP Investimentos, por meio da Equatorial, o que lhe conferiu 65,0% do capital total da CEMAR. Com a a capitalização, a Eletrobrás assinou em 30 de abril de 2004 um acordo de acionistas com a Equatorial que foi rescindido em 7 de março de 2006. (veja Seção "Reestruturação Societária – Entrada do Fundo Administrado pelo Pactual").

Algumas questões relativas ao referido aumento de capital da CEMAR relacionadas à integralização, pela Equatorial, de ações com créditos até então detidos contra a CEMAR foram objeto de Reclamação, perante a CVM, por parte de certos acionistas minoritários. A Reclamação foi rejeitada em todas as instâncias daquela autarquia. Em 27 de dezembro de 2005, o Colegiado da CVM deliberou favoravelmente à CEMAR, pondo fim à Reclamação. Os acionistas minoritários não apresentaram pedido de reconsideração da decisão ao Colegiado, estando a Reclamação em fase de arquivamento.

Entrada do Fundo Administrado pelo Pactual

No segundo trimestre de 2005 começaram os entendimentos entre GP Investimentos e o Fundo Pactual, tendo sido o acordo de entendimento assinado em 5 de dezembro de 2005. Em 6 de dezembro de 2005, foi proposta para a ANEEL o plano de reestruturação societária envolvendo a Equatorial e a CEMAR e em 06 de março de 2006, a ANEEL aprovou a implementação do referido plano de reestruturação que contemplava a alienação indireta das ações representativas de 46,25% do capital total da Equatorial, incluindo 50% do poder de voto nas deliberações da companhia, para o Fundo Pactual, transação essa que foi efetivada em 07 de março de

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.01 - BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA

2006. A CEMAR deverá encaminhar à referida agência, no prazo máximo de 120 (cento e vinte) dias contado da autorização, cópia do Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações e o Protocolo de cisão da SVM Participações e Empreendimentos Ltda. e de incorporação de parte do acervo cindido na Equatorial (então denominada Brisk Participações S.A.).

A alienação da participação acionária indireta da Equatorial para o Fundo Pactual nos termos do Acordo de Acionistas da CEMAR conferiu à Eletrobrás o direito de alienar à Equatorial a totalidade das ações de emissão da CEMAR de que era titular por R\$100,1 milhões. A Eletrobrás manifestou, em 06 de janeiro de 2006, não ter interesse em exercer este direito. Portanto, o Acordo de Acionistas da CEMAR, por força de regra nele própria expressa, deixou de vigorar em 7 de março de 2006, após a alienação indireta 46,25% do capital total da Brasil Energia I, incluindo 50% do poder de voto nas deliberações da companhia, para o Fundo Pactual, pelo valor em dólares equivalente a R\$87,5 milhões, como descrito acima.

Atual Participação Equatorial

Em 07 de março de 2006 foi aprovada a cisão parcial da SVM Participações e Empreendimentos Ltda. ("SVM"), sendo que a parcela cindida, constituída pela sua participação na Equatorial, foi vertida, através de incorporação, para a própria Equatorial, passando, a Brazil Development Equity Investment, LLC ("BDEI") a ser titular das ações de emissão da Equatorial que até então pertenciam a SVM. O prazo constante do artigo 1.122 da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002 ("Código Civil Brasileiro") terminará 90 dias após a publicação deste ato societário.

Posteriormente, a BDEI, já detentora de 100% das ações da Brasil Energia I, aumentou o capital social da Brasil Energia I, conferindo-lhe a totalidade das ações de emissão da Equatorial, por ela recebida em função da cisão parcial da SVM. Dessa forma, a Brasil Energia I passou a deter 100% do capital social da Equatorial.

No dia 08 de março de 2006, foi aprovado o aumento no capital social da Equatorial, com a emissão de 4.985.674 ações ordinárias e 3.610.314 ações preferenciais, mediante a capitalização de créditos no valor de R\$30 milhões, detidos pela Tordezilhas S.A., subsidiária integral da Brasil Energia I. Nessa mesma data foi aprovada, ainda, a conversão, em ações ordinárias, de 11.337.233 ações preferenciais de propriedade da Brasil Energia I, na proporção de 1 ação ordinária para 1 ação preferencial.

Posteriormente, o capital social da Equatorial sofreu novos aumentos em função do exercício das opções de compra objeto do Programa 1 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e do Programa 2 do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial e da capitalização de reservas de lucro, conforme Demonstrações Financeiras da Equatorial referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2005.

A Equatorial Energia

A Equatorial é uma sociedade *holding* que tem como principal estratégia a expansão de sua operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Através da CEMAR, a Companhia atua no mercado de energia elétrica do estado do Maranhão, com uma área de abrangência de 333.366 km², correspondendo a 3,91% do território nacional, e com uma população estimada em 5,6 milhões de habitantes, aproximadamente 3,3% da população brasileira. Segundo a ABRADDEE, a Companhia é a segunda maior distribuidora de energia elétrica do Nordeste em extensão de área de concessão, equivalente a 21,4% da extensão do Nordeste, a quarta em termos de número de consumidores, equivalente a 9,0% do total do Nordeste, e a quinta em termos de consumo de energia, equivalente a 7,0% do total do Nordeste. Em 2005, a Companhia distribuiu 2.797 GWh, representando um crescimento de 7,7% em relação a 2004. Durante o ano de 2005, foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes da Companhia, elevando a quantidade absoluta de consumidores de 1.161.283 no final de 2004 para 1.254.399 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 – já considerados os desligamentos dos consumidores existentes – o que

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.01 - BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA

representou um aumento de 8,0%. Em 2005, a composição de nossa receita de fornecimento às classes de consumo foi a seguinte: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

O ano de 2005, para a Companhia, foi marcado por três eventos importantes, a saber: i) o processo de revisão tarifária, que acontece a cada quatro anos na CEMAR; ii) o desenvolvimento efetivo do Programa Luz Para Todos; e iii) a implantação do novo sistema de gestão comercial. Simultaneamente, a Companhia retomou a sua capacidade de investimento na expansão e na modernização da sua rede de distribuição de energia elétrica, com um plano de investimento centrado na busca de ganhos de eficiência. Em 2005, foram realizados investimentos no montante total de R\$232,4 milhões, dos quais R\$ 112,5 milhões foram investidos no âmbito do Programa Luz para Todos com recursos da CDE e RGR, repassados pela Eletrobrás. Em 2005, apresentamos uma receita operacional bruta de R\$884,2 milhões, correspondendo a uma receita operacional líquida de R\$665,4 milhões, um EBITDA de R\$188,6 milhões e um lucro líquido de R\$228,8 milhões.

Concessão da CEMAR

Em 28 de agosto de 2000, nossa controlada CEMAR firmou contrato de concessão de distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão com a ANEEL. O prazo da concessão é de 30 anos, com termo de vigência até 10 de agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

A Companhia é obrigada a atender a todos os consumidores localizados na área de concessão, apesar do Contrato de Concessão não conferir à Companhia direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

A capacidade total de geração de energia instalada no Brasil, em dezembro de 2005, era de 47.524 MW, segundo a Empresa de Pesquisa Energética. Em 2003, o MME aprovou um plano decenal de expansão de acordo com o qual a capacidade total de geração de energia instalada do Brasil está projetada para atingir 117.473 MW até 2012, dos quais 90.022 MW (76,6%) seriam de origem hidrelétrica, 17.072 MW (14,5%) de termelétricas, 8.201 MW (7,0%) de pequenas usinas e 2.178 MW (1,9%) representativos de parcela a ser importada por meio do Sistema Interligado.

Aproximadamente 42% da capacidade instalada de geração de energia dentro do Brasil é atualmente de propriedade da Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal. Por meio de suas subsidiárias, a Eletrobrás é responsável também por 70% da capacidade instalada de transmissão acima de 230 kV. Além disso, alguns Estados brasileiros controlam empresas envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia.

O consumo de energia no Brasil registrou em 2005 um total de 315.328 GWh, valor 4,1% superior ao de 2004, que foi de 302.881GWh. Para os próximos anos espera-se que o crescimento no consumo de energia permaneça correlacionado com o desempenho econômico do país.

Atualmente, empresas privadas possuem aproximadamente 30%, 29% e 63% do mercado de geração, distribuição e transmissão (rede básica), respectivamente, em termos de capacidade total, de acordo com dados da ANEEL.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do poder concedente.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras matérias, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores, e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- *serviço adequado.* A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço;
- *serviços.* O poder concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de serviço administrativo, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- *responsabilidade objetiva.* A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, tais como interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem;
- *alterações na participação controladora.* O poder concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária;

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

- *intervenção pelo poder concedente.* O poder concedente poderá intervir na concessão, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias;
- *término antecipado da concessão.* O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público mediante lei autorizativa específica. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois de a ANEEL ou o MME ter emitido um despacho administrativo final dizendo que a concessionária, entre outras coisas, (1) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, ou (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados. A concessionária tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária;
- *término por decurso do prazo.* Quando a concessão expira, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia reverterem à União. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados; e
- *penalidades.* A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as pertinentes penalidades com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos licitatórios para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL no caso de (1) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (2) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; ou (3) alterações no controle do detentor da autorização ou concessionário. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas que estejam sujeitas à aprovação da ANEEL, a ANEEL pode determinar restrições aos termos e condições destes contratos e, em casos extremos, determinar a rescisão destes contratos.

Principais Autoridades

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é responsável pela formulação da política energética. Além disso, após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, assumiu certas obrigações que estavam previamente sob a responsabilidade da ANEEL, destacando-se a outorga de concessões e a emissão de instruções para os processos de licitação para concessões referentes aos serviços públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser de regular e supervisionar o setor elétrico, em linha com a política a ser adotada pelo MME.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

O CNPE é presidido pelo MME, e a maioria de seus membros é formada por ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos de energia do Brasil e para garantir o fornecimento de energia no País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para indicar três diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou um decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é realizar leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”). Além disso, a CCEE é responsável, inclusive, por (1) registrar todos os contratos de comercialização de energia no ACR, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), e (2) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é constituída por agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres. Seu Conselho de Administração é formado por quatro membros nomeados por esses agentes e um pelo MME, que é o Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Criada em agosto de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, é responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE são usadas para subsidiar o MME.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, ou CMSE, que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema, propondo medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de uma reserva conjuntural do lado da oferta e outras.

O Novo Modelo para o Setor

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em um esforço para reestruturar o setor elétrico a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004, e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal, não sendo possível prever a decisão.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do Setor Elétrico brasileiro visando (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de energia elétrica. As principais características da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- criação de dois ambientes distintos para comercialização de energia, com (1) um para contratação da energia destinada às empresas de distribuição, chamado ACR, operado a partir de leilões de compra de energia; e (2) um outro mercado com regras de comercialização mais flexíveis, para geradores, consumidores livres e empresas de comercialização de energia, chamado ACL;
- a obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- existência de lastro físico de geração para toda a energia comercializada em contratos;
- restrições a certas atividades de distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio, a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores;
- vedação à celebração de novos contratos de auto-suprimento (*self-dealing*), para fornecer um incentivo para que distribuidoras contratem energia a preços mais competitivos, ao invés de comprar energia de partes relacionadas;
- cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação; e
- proibição de as distribuidoras venderem eletricidade aos consumidores livres a preços não regulamentados e de desenvolverem atividades de geração e de transmissão de energia elétrica.

Ademais, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico excluiu a Eletrobrás e suas controladas Furnas, CHESF, Eletrosul, Eletronorte e CGTEE do Plano Nacional de Desestatização, que é um programa criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

Coexistência de Dois Ambientes de Contratação de Energia

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, negócios de compra e venda de energia serão realizados em dois mercados: (1) o ACR que inclui a contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição por meio de leilões para o atendimento a todo o seu mercado e (2) ACL (“ACL”), que inclui a compra e venda de energia livremente negociada por geradores, consumidores livres e comercializadores.

A energia gerada por (1) aproveitamentos caracterizados como geração distribuída, conectados diretamente no sistema elétrico do comprador (normalmente, usinas de co-geração e pequenas centrais hidrelétricas), (2) usinas qualificadas de acordo com o PROINFA, e (3) Itaipu, não estarão sujeitos a processo de leilão para fornecimento de energia ao ACR. A energia gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada concessionária de distribuição são estabelecidos por meio de quotas definidas pela ANEEL. A tarifa pela qual a energia gerada por Itaipu é comercializada é denominada em dólar

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

norte-americano e estabelecida conforme tratado firmado entre Brasil e Paraguai. Como consequência, a tarifa de Itaipu aumenta ou diminui, em conformidade com a variação da taxa de dólar norte-americano/real. Alterações no preço da energia gerada por Itaipu estão, entretanto, sujeitas ao mecanismo de ressarcimento das variações dos custos da Parcela A discutido abaixo em “Tarifas de Distribuição”.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ACR, empresas de distribuição compram energia para seus mercados de energia por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia serão feitas por meio de dois tipos de contratos: (1) Contratos de Quantidade de Energia, e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia. Esses tipos de contratos estarão formalizados por meio de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”).

Nos termos do Contrato de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. De acordo com o Contrato de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR. Se o gerador tiver um contrato de disponibilidade de energia, não haverá liquidação de diferenças para o gerador, pois o resultado líquido da contabilização das diferenças de todos os geradores contratados nessa modalidade será alocado ao *pool*, para repasse aos consumidores regulados. Assim, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados às distribuidoras. Entretanto, eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Juntos, esses contratos constituem os CCEAR.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a previsão de mercado de cada distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema. As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades projetadas de energia, e não mais os 95% estabelecidos pelo modelo anterior. O não atendimento da contratação da totalidade dos seus mercados pode resultar em multas para as concessionárias de distribuição.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

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

O consumidor que puder escolher seu fornecedor, cujo contrato com a distribuidora tenha prazo indeterminado, somente poderá rescindir seu contrato com a distribuidora local por meio de notificação a tal distribuidora com antecedência mínima de 15 dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subsequente. Caso o consumidor opte pelo ACL, somente poderá voltar ao sistema regulado uma vez que tenha entregado à distribuidora de sua região aviso com 5 (cinco) anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, se necessária, a construção de novas unidades geradoras possa ser finalizada para suprir os consumidores livres que voltarem ao ACR.

As geradoras estatais podem vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo estas unidades devem fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

Atividades Restritas

Distribuidoras do Sistema Interligado não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (2) vender energia a consumidores que optaram por ser consumidores livres adquirindo energia no ACL, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu um período de transição de 18 meses para as empresas se ajustarem a essas regras, a contar da data de sua entrada em vigor, o qual pode ser prorrogado uma única vez pela ANEEL - por outros 18 meses - na hipótese de as empresas não serem capazes de cumprir as exigências dentro do período prescrito.

Eliminação do auto-suprimento (self-dealing)

Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no ACR, a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30% de suas necessidades de energia por meio da energia adquirida de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia onde empresas afiliadas atuarem concomitantemente como vendedoras e compradoras.

Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados.

Compras de Energia de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal editou regulamentação relativa à compra e venda de energia no ACR e no ACL, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Essa regulamentação inclui regras referentes aos leilões, aos contratos de comercialização de energia e ao método de repasse de custos aos consumidores finais.

A regulamentação determina que as distribuidoras de eletricidade devem contratar toda a demanda de energia necessária para o atendimento de 100% de seus mercados ou cargas de acordo com as diretrizes do novo modelo e podem repassar para suas tarifas cobradas dos consumidores o custo da compra de energia em quantidade equivalente a até 103% da energia necessária para o atendimento de seus mercados. Os agentes vendedores de energia devem fornecer suporte comprobatório (lastro) relacionado a 100% de seus contratos de venda às instalações de geração de energia existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem tais exigências estão sujeitos a multas impostas pela ANEEL.

Desde janeiro de 2005, todas as empresas de distribuição são obrigadas a notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, a respeito de mercado estimado de energia para cada um dos cinco anos subsequentes. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres.

O MME estabelece o montante total de energia a ser contratado no ACR e a lista das instalações de geração que têm permissão para participar dos leilões a cada ano.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

A nova regulamentação determina que as empresas de distribuição de energia cumpram suas obrigações de contratação de energia basicamente por meio de leilões públicos. Além desses leilões e de contratos celebrados anteriormente a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a empresa de distribuição pode comprar energia de geração distribuída (empresas de geração ligadas diretamente ao sistema da empresa de distribuição) e, compulsoriamente, adquirir cotas de energia proveniente da fase inicial do PROINFA. As distribuidoras de energia presentes nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são obrigadas compulsoriamente a adquirir também energia gerada pela Usina de Itaipu.

Leilões – Energia Existente, Novos Projetos e Ajustes

Os leilões de energia para novos projetos de geração são realizados (1) cinco anos antes da data da entrega inicial (mencionados como leilões “A-5”), e (2) três anos antes da data da entrega inicial (mencionados como leilões “A-3”). São realizados também leilões de energia de empreendimentos existentes de geração de energia (1) realizados um ano antes da data da entrega inicial (mencionados como leilões “A-1”) e (2) realizados no máximo quatro meses antes da data da entrega e com o montante contratado limitado até 1% da carga total contratada do agente de distribuição (mencionados como “ajustes de mercado”). Os editais para os leilões são preparados pela ANEEL, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME.

Cada empresa de geração vencedora nos leilões assina um contrato de compra de energia com cada empresa de distribuição, na proporção da respectiva demanda estimada de energia das empresas de distribuição. A única exceção a essas regras refere-se ao leilão de ajuste de mercado, em que os contratos são entre empresas vendedoras específicas e empresas de distribuição. O CCEAR de ambos os leilões A-5 e A-3 pode ter duração entre 15 e 30 anos, e o CCEAR dos leilões A-1 pode ter duração entre 5 e 15 anos. Contratos resultantes dos leilões de ajuste do mercado são limitados a uma duração de dois anos.

O Leilão de 2004 – Primeiro Leilão de Energia Existente

Em 7 de dezembro de 2004, a CCEE realizou o primeiro leilão de energia existente, conforme as condições estabelecidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (“Mega-Leilão”). Com base nas declarações de necessidades de mercado das distribuidoras, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser comercializado no leilão de 2004. A energia ofertada para compra foi adquirida por meio de contratos que previam o fornecimento às distribuidoras pelo período de 2005 a 2012 (por um preço médio de R\$57,5 por MWh), de 2006 a 2013 (por um preço médio de R\$67,3/MWh), e de 2007 a 2014 (por um preço médio de R\$75,5/MWh). O volume total negociado no leilão foi de, aproximadamente, 1.192.737 GWh.

Depois da conclusão do leilão de 2004, as empresas de distribuição e as vendedoras celebraram os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), estabelecendo as condições, os preços e os montantes de energia contratados. As distribuidoras também foram obrigadas a apresentar garantias financeiras, podendo optar entre fiança bancária, vinculação de receita em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR ou cessão de CDB – Certificado de Depósito Bancário.

Ainda objetivando concluir a fase de transição, em 2 de abril de 2005 ocorreu o segundo leilão de energia existente, para entregas a partir do ano de 2008, com contratos de comercialização de energia elétrica com duração de 8 anos. Nesse leilão, o volume financeiro negociado foi da ordem de R\$7,7 bilhões. As geradoras venderam cerca de 93 milhões de MWh para as distribuidoras, a um preço médio R\$83,1 o MWh, com suprimento entre 2008 e 2015.

Redução do Nível de Energia Contratada

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, conforme alterado (“Decreto nº 5.163/04”), que regula a comercialização de energia de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que empresas de distribuição reduzam o montante de energia contratado através dos CCEARs, referentes à energia proveniente de usinas de geração existentes – “energia velha” (1) para compensar o exercício da opção de compra de energia proveniente de outro fornecedor, pelos consumidores potencialmente livres atendidos de forma regulada, conforme declaração de necessidade de contratação encaminhada ao MME e (2) na hipótese de aumentos nos montantes de energia adquirida nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004. As distribuidoras de energia podem ainda reduzir o montante de energia contratado através dos CCEARs referentes à aquisição de energia no Mega-Leilão em 4% a cada ano durante os quatro primeiros anos de vigência destes contratos, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores.

As reduções dos CCEAR pelos distribuidores são precedidas da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCS D”), regulamentado pela ANEEL, que permite a utilização das sobras de distribuidoras com energia contratada em volumes superiores à demanda de seu mercado por distribuidoras com consumo de energia acima do previsto.

Limitação de Repasse

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência (VR), que corresponde à média ponderada dos preços da energia nos leilões A-5 e A-3, calculado para todas as empresas de distribuição, cria um incentivo para empresas de distribuição contratarem suas demandas esperadas de energia nos leilões A-5. O VR será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de comercialização de energia dos novos projetos de geração de energia, firmados em A-5. Do quarto ano em diante, os custos de aquisição da energia desses projetos serão integralmente repassados. O decreto estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes de sobrecontratação que ultrapassem 103% da carga anual de fornecimento da distribuidora;
- durante os três primeiros anos de entrega, repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão “A-3”, se o volume da energia adquirida exceder 2% da demanda verificada 2 anos antes (ou seja, em “A-5”);
- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do “Limite Inferior de Contratação” definido pelo Decreto Nº 5.163/04;
- de 2005 a 2009, compras de energia das instalações existentes no leilão “A-1” estão limitadas a 1% da carga das empresas de distribuição verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade da distribuidora. Se a energia adquirida no leilão “A-1” exceder o limite de 1%, o repasse de custos da parcela excedente aos consumidores finais está limitado a 70% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada pelas instalações existentes de geração; e
- se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratarem integralmente suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo às tarifas dos consumidores será sempre equivalente ao menor valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e o VR, representando um risco de preço às distribuidoras.

Índice para Repasse de Energia Fornecida por Itaipu

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

A energia gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada concessionária de distribuição que operam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são estabelecidos por meio de quotas definidas pela ANEEL, proporcionais ao mercado consumidor de cada distribuidora. As concessionárias de distribuição de energia com concessões nas regiões Norte e Nordeste não são obrigadas a adquirir energia de Itaipu. A tarifa pela qual a energia gerada por Itaipu é comercializada é denominada em dólar norte-americano e estabelecida conforme tratado firmado entre Brasil e Paraguai. Como conseqüência, a tarifa de Itaipu aumenta ou diminui, conforme a variação da taxa de dólar norte-americano/real. Não obstante, essas flutuações no custo da energia comprada de Itaipu compõem a CVA, compensadas em reajustes tarifários futuros.

A ANEEL determina anualmente o Índice para Repasse de Energia Fornecida por Itaipu, em dólar norte-americano.

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

Em 2000, a ANEEL estabeleceu limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. Dentro destes limites, com exceção de empresas que participem do Programa Nacional de Desestatização (que precisarão somente atender tais limites quando sua reorganização societária for concluída), nenhuma empresa de energia elétrica (inclusive suas controladoras e controladas) poderá (1) deter mais do que 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, salvo no caso de tal porcentagem corresponder à capacidade instalada de uma única usina geradora, (2) deter mais do que 20% do mercado de distribuição brasileiro, 25% do mercado de distribuição do Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição do Norte/Nordeste, salvo no caso de aumento da distribuição de energia elétrica que exceda as taxas de crescimento nacionais ou regionais ou (3) deter mais do que 20% do mercado de comercialização brasileiro para consumidores finais, 20% do mercado de comercialização brasileiro para consumidores não finais ou 25% da soma dos percentuais anteriores.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) uma tarifa pelo transporte de energia no sistema da distribuidora (tarifas de uso do sistema de distribuição), ou TUSD, e (ii) uma tarifa pelo uso do sistema de transmissão, compreendendo a Rede Básica e suas instalações auxiliares, ou TUST. Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado Sul/Sudeste pagam taxas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu. Nos últimos anos, o Governo Federal teve por meta a melhoria do sistema de transmissão nacional e, como resultado, algumas empresas de transmissão se envolveram em programas de expansão significativos, que foram custeados por aumentos nas tarifas de transmissão. O aumento nas tarifas de transmissão e taxas pagas pelas Concessionárias de Distribuição são repassados aos seus respectivos clientes através dos Reajustes de Tarifas Anuais. Abaixo é apresentado um resumo de cada tarifa ou taxa.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD é paga por concessionárias e consumidores livres, pelo uso do sistema de distribuição de uma empresa de distribuição à qual estão conectados, sendo revisada anualmente de acordo com a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente a TUSD é composta por duas parcelas. Uma denominada "TUSD encargos" cobrada com base no consumo de energia, e outra, a "TUSD fio" cobrada pela demanda contratada.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

É importante notar que um consumidor que opte pelo mercado livre continuará pagando a TUSD ao distribuidor local e deixará de pagar a tarifa de energia, a TE, tendo em vista a contratação do fornecimento de energia com outro fornecedor.

A diminuição da receita decorrente da saída do consumidor livre não impõe necessariamente à distribuidora redução nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que permanece sendo auferida pela distribuidora, mesmo quando o consumidor potencialmente livre opta por outro fornecedor de energia.

O Decreto nº 5.597, de 26 de novembro de 2005, contudo, autorizou os consumidores livres a se conectarem à rede básica por meio de rede própria. Como resultado, caso um consumidor livre se conecte diretamente à rede básica, sem utilizar o sistema de distribuição da concessionária, o pagamento da TUSD não será mais devido. Dessa forma, pode haver redução nas margens de lucro das distribuidoras de energia, decorrente do não pagamento de TUSD por parte dos consumidores livres conectados diretamente à rede básica.

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A TUST é paga por empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que incorpora custos de expansão da própria rede). De acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações para o ONS em contrapartida do recebimento de pagamentos de usuários do sistema de transmissão. Usuários da rede, inclusive empresas de geração, empresas de distribuição e consumidores livres, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão mediante o pagamento de tarifas. Outras partes da rede que são de propriedade de empresas de transmissão, mas não consideradas como parte da rede de transmissão, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica para a empresa de transmissão.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva operada em corrente contínua e alternada, que não é considerada como parte da Rede Básica ou do sistema de conexão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica chamada de tarifa de transporte de Itaipu, paga pelas empresas que compulsoriamente compram energia de Itaipu, proporcionalmente às respectivas quotas.

Tarifas de Distribuição de Energia

Os valores das tarifas de distribuição são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: (1) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- custos de energia comprada para revenda de acordo com Contratos Iniciais;
- custos de energia comprada de Itaipu;
- custos de energia comprada de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes;
- preços de energia comprada em leilões públicos;

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

- determinados encargos tarifários (*taxas regulatórias*); e
- custos de conexão e transmissão.

Para contratos de compra de energia pelas distribuidoras, celebrados até 16 de março de 2004, ficaram mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia, com limites de repasse dos preços de compra às tarifas dos consumidores da distribuidora, baseados em Valores Normativos, determinados pela ANEEL. Para contratos de compra de energia celebrados após aquela data, os critérios de repasse foram alterados, conforme explicado anteriormente no item “Limitação de Repasse”.

A Parcela B compreende itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais).

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste Anual de Tarifa. Os custos da Parcela A são geralmente totalmente repassados às tarifas. Os custos da Parcela B, por sua vez, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um fator chamado de “Fator X” (componente que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional).

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que geralmente variam entre três e cinco anos. Nessas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados e (2) o fator X é calculado com base em três componentes: (i) Xc estabelecido a cada ano, é baseado na satisfação do cliente conforme pesquisa da ANEEL; (ii) Xa, também estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPC-A e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal da distribuidora (uma vez que usualmente os aumentos de salários se baseiam no IPC-A e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M) e; e (3) Xe, estabelecido a cada revisão periódica de acordo com a projeção dos ganhos de produtividade que serão auferidos pela concessionária devido ao crescimento de mercado até a próxima revisão tarifária.

O fator X é usado para ajustar a proporção da mudança no índice IGP-M que deve ser aplicada ao componente da Parcela B nos reajustes anuais. Dessa forma, quando da conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X (devido à aplicação do Xe) determina o compartilhamento dos ganhos de produtividade das empresas de distribuição com os clientes finais.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Desde 2002, em conformidade com novos critérios de enquadramento estabelecidos em lei, um número adicional de clientes de baixa renda têm-se beneficiado da tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal através da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial aos novos consumidores de baixa renda após a edição da lei, foi financiado pela Eletrobrás com fundos da RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foi determinado que as empresas de distribuição seriam compensadas pela perda de receitas resultante da Tarifa Especial pelo Governo Federal ao incremento com fundos derivados de dividendos pagos pela Eletrobrás e outras empresas estatais federais e da CDE. Desde então, a diferença entre o valor efetivamente faturado pelas distribuidoras de energia com a aplicação da tarifa especial aos clientes de baixa renda e o valor que teria sido faturado com a aplicação das tarifas normais é pago diretamente às distribuidoras de energia mensalmente pela Eletrobrás com recursos oriundos da CDE.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, conforme alterada, e no Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998, conforme alterado, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, entre os quais as geradoras, atuando no

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

regime de serviço público ou no de produção independente, os agentes comercializadores e/ou importadores de energia. Diferentemente da prestação dos serviços de distribuição e transmissão, cujos preços são regulados, na comercialização de energia elétrica os preços são fixados livremente, balizados pelas condições de mercado.

A Desverticalização no Âmbito do Novo Modelo

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, tendo como objeto a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995. Basicamente, o processo de desverticalização tem como objetivos (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração; (ii) de transmissão, (iii) de venda de energia a consumidores livres; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

As atividades estranhas aos serviços públicos de distribuição de energia elétrica desenvolvidas por concessionárias de acordo com os respectivos contratos de concessão deverão ser incluídas como fontes alternativas de receita da concessionária e os rendimentos advindos de tais atividades serão considerados para a determinação dos valores das tarifas aplicáveis, com vistas à modicidade tarifária dos serviços de energia elétrica.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no Sistema Interligado não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica deverão adaptar-se às regras de desverticalização referidas acima no prazo de até 18 meses a contar da publicação da Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, isto é, setembro de 2005.

O prazo acima estabelecido poderá ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, por igual período, se efetivamente comprovada a impossibilidade no cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Em 2002, o PROINFA foi estabelecido pelo Governo Federal para criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, pequenas usinas hidrelétricas e projetos de biomassa, no sistema interligado. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes alternativas por um período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, a exceção dos consumidores de baixa renda. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW (um terço para cada fonte). Projetos que buscam qualificar-se para os benefícios oferecidos pelo PROINFA devem estar totalmente operacionais até 30 de dezembro de 2008.

Encargos Setoriais

Em determinadas circunstâncias, as empresas de energia são compensadas por ativos ainda não depreciados, usados na concessão caso a mesma seja revogada ou não renovada ao final do contrato de concessão. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, conforme alterado, com o objetivo de prover fundos para essa compensação. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operam sob regimes de serviço público fizessem contribuições mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em serviço, até um teto de 3% do total das receitas operacionais em cada ano. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição. O Fundo RGR está programado para ser suspenso até 2010, e a ANEEL está obrigada a revisar a tarifa de tal forma que o consumidor receba algum benefício pelo término do Fundo RGR.

No modelo institucional anterior a 2004, o Governo Federal impunha uma taxa aos Produtores Independentes de Energia baseada em recursos hídricos, exceto por pequenas usinas hidrelétricas, similar à taxa cobrada de empresas do setor público em associação como Fundo RGR. Produtores Independentes de Energia eram obrigados a fazer contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP, de acordo com as regras do processo de licitação pública correspondente para a outorga de concessões. Já no modelo regulatório atual, a licitação de novos empreendimentos terá como critério vencedor o lance pela menor tarifa na venda de energia elétrica ao ACR.

Empresas de distribuição, e empresas de geração que vendem diretamente a clientes finais, são obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível - CCC que foi criada pela Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989, conforme alterada, com o objetivo de gerar reservas financeiras para cobertura de custos de combustíveis associados ao aumento do uso de usinas de energia termelétrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário para a geração de energia pelas usinas termelétrica no ano seguinte. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o governo estabeleceu a extinção da CCC. Estes subsídios estão sendo gradualmente extintos, desde 2003, durante um período de três anos para usinas de energia termelétrica construídas até fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao Sistema Elétrico Interligado Nacional. Usinas termelétricas construídas depois daquela data não terão direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o governo estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos com o intuito de promover a geração de energia nestas regiões.

À exceção de algumas pequenas usinas de energia hidrelétricas, todas as instalações hidrelétricas no Brasil devem pagar uma taxa a estados e municípios pelo uso de recursos hídricos, a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos, ou CFURH, que foi introduzida em 1989. As taxas são determinadas com base no volume de energia gerado por cada empresa e são pagas aos estados e municípios onde a usina ou o reservatório da usina está localizado.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, conforme alterada, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE, que é financiada por pagamentos anuais feitos por concessionárias pelo uso de ativos públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelas taxas anuais pagas por agentes que oferecem energia a usuários finais, por meio de um valor adicionado às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Estas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção de energia em todo o país, (2) à produção de energia por fontes alternativas, e (3) à universalização de serviços de energia em todo o Brasil. A CDE permanecerá em vigor por 25 anos e é administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição ao RGR, PROINFA, CDE, CCC, compensação financeira por utilização de recursos hídricos, ou de pagamentos devidos em virtude da compra de energia e no ACR ou de Itaipu impedirá que a parte inadimplente receba reajuste de tarifa (exceto a revisão extraordinária) ou receba recursos advindos do RGR, CDE ou CCC.

Mecanismo de Realocação de Energia

A proteção contra riscos hidrológicos para Usinas Hidrelétricas com despacho centralizado é proporcionada pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com as normas brasileiras, o principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada, desde que a geração efetiva da totalidade das usinas pertencentes ao MRE seja igual ou superior à energia assegurada do conjunto de usinas. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram abaixo. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da Energia Assegurada, é precificada por uma tarifa denominada “Tarifa de Energia de Otimização” - TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador.

Mercado de Atuação

O nosso mercado de atuação geográfica é primordialmente as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil. Atualmente, existem 24 distribuidoras de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste que respondem por 24,1% do mercado de distribuição brasileiro de energia elétrica. Em 2004, essas forneceram 65.213 GWh para 19,6 milhões de consumidores. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento anual médio nacional de apenas 3,5%.

O setor de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste ainda conta com expressiva presença estatal, com 7 distribuidoras controladas pela Eletrobrás e Eletronorte (CEAL, CEPISA, CERON, Manaus Energia, CEAM, Boavista Energia e Eletroacre) e 4 distribuidoras controladas pelos respectivos governos estaduais (CEB, CELG, CEA e CER). Estas distribuidoras respondem por 30,6% do mercado de distribuição de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

O grupo Neoenergia também tem presença destacada nessas regiões, com participação de aproximadamente 31,0% nas vendas totais de energia nestas regiões. Outras empresas de destaque nessas regiões são Grupo Rede e Sistemas Cataguazes-Leopoldina, com participação de aproximadamente de 14,1% e 6,9%, respectivamente, nas vendas totais de energia elétrica nestas regiões.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

A Endesa Geração Brasil e EDP Energias do Brasil S.A. controlam, cada uma, uma concessionária de energia nestas regiões, respectivamente. Os demais grupos empresariais presentes no setor elétrico brasileiro, como CPFL, AES, Prisma, EDF, CEMIG e COPEL, não têm, atualmente, investimentos em distribuidoras de energia nestas regiões.

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão, até o ano de 2030, podendo ser renovada por mais 30 anos, por meio da CEMAR, numa área de 333.366 km², atendendo 217 municípios, correspondendo a 100% do território do Estado.

Potencial de Atuação

Segundo o Governo do Estado, em 2003, o Estado do Maranhão apresentou um PIB de R\$14 bilhões. Neste ano, o PIB do Estado representou 0,9% do PIB nacional, sendo que mais de 50% de sua atividade econômica foi concentrada no setor de serviços.

No setor industrial, a economia do Estado se destaca pela presença de dois grandes grupos: Vale do Rio Doce, que possui investimentos no Estado através da Pelotizadora Norte, Ferrovia Carajás, Terminal Marítimo de Ponta da Madeira e da Usina Hidrelétrica de Estreito e a ALUMAR, um dos maiores complexos de produção de alumínio e alumina do mundo. Essas empresas têm sua demanda de energia elétrica atendidas diretamente pela Eletronorte, mas têm um impacto relevante nos demais segmentos da economia do Estado que são atendidos pela CEMAR. O setor agrícola tem sido o grande propulsor do crescimento da região sul do Estado, onde o cultivo de importantes *commodities*, como soja, algodão e cana-de-açúcar, estão sendo exploradas por grandes grupos do *agribusiness* como Cargill e Bunge.

Rede de Distribuição

As linhas da CEMAR distribuem energia elétrica, em níveis variados de tensão, a partir do ponto de conexão com a rede básica para as subestações de energia. Eventuais consumidores livres serão conectados às linhas de distribuição e estarão obrigados a pagar a TUSD.

Em 31 de dezembro de 2005, as linhas de baixa tensão tinham uma extensão de cerca de 1.906 km, com uma potência instalada de 1.042 MVA, distribuídas em 80 subestações. Nesta mesma data, a rede de distribuição da CEMAR incluía 647.412 postes de rede elétrica, que sustentavam 25.277 transformadores de distribuição. As linhas de média e alta tensão da CEMAR tinham uma extensão de 30.014 km ao final de 2005.

A distribuição para os consumidores é feita de acordo com uma classificação por nível de tensão, com base na energia elétrica consumida. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 69 kV), enquanto consumidores industriais, comerciais menores e consumidores residenciais recebem energia elétrica em níveis de tensão mais baixos (15 kV e abaixo).

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.03 - PERÍODOS DE SAZONALIDADE NOS NEGÓCIOS

Sazonalidade

O mercado de energia elétrica no estado do Maranhão apresenta leve sazonalidade com aproximadamente 45% do consumo concentrado no primeiro semestre e 55% no segundo semestre. Essa sazonalidade é consequência de: (i) aumento no consumo dos consumidores industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial na época de festas de fim de ano; e (ii) aumento geral de consumo em todas as categorias de clientes durante o período seco, que no estado do Maranhão, estende-se de junho a dezembro.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

10.02 - MATÉRIAS PRIMAS E FORNECEDORES

1- ITEM	2 - MATÉRIA PRIMA	3 - IMPORTAÇÃO	4 - VALOR DA IMPORTAÇÃO (Reais Mil)	5 - DISPONÍVEL MERCADO LOCAL	6 - DISPONÍVEL MERCADO EXTERNO
7 - NOME DO FORNECEDOR	8 - TIPO DE FORNECEDOR	9 - % DE FORNECIMENTO SOBRE O TOTAL DAS COMPRAS DA CIA.			
01	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
ELETROORTE					
02	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
CEPISA					
03	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
CHESF					
04	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
CEEE					
05	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
CESP					
06	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
COPEL					
07	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
DUKE					
08	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
EMAE					
09	ENERGIA ELÉTRICA	NÃO	0	SIM	NÃO
ESCELSA					

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

10.02 - MATÉRIAS PRIMAS E FORNECEDORES

1- ITEM	2 - MATÉRIA PRIMA	3 - IMPORTAÇÃO	4 - VALOR DA IMPORTAÇÃO (Reais Mil)	5 - DISPONÍVEL MERCADO LOCAL	6 - DISPONÍVEL MERCADO EXTERNO
7 - NOME DO FORNECEDOR	8 - TIPO DE FORNECEDOR	9 - % DE FORNECIMENTO SOBRE O TOTAL DAS COMPRAS DA CIA.			
10	ENERGIA ELÉTRICA FURNAS	NÃO	0	SIM	NÃO 25,90
11	ENERGIA ELÉTRICA LIGHT	NÃO	0	SIM	NÃO 2,52

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.03 - POSICIONAMENTO NO PROCESSO COMPETITIVO

Concorrência

Segundo a regulamentação do setor, há possibilidade de que outros distribuidores ou comercializadores ofereçam eletricidade a alguns dos consumidores atuais da Companhia, que eventualmente possam se tornar consumidores livres. As companhias de distribuição são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por terceiros mediante o recebimento de tarifa regulada pela ANEEL (TUSD).

Em nossa área de concessão não existem consumidores livres, mas dois importantes consumidores instalados no Maranhão, a ALUMAR e a Pelotizadora Norte da Vale do Rio Doce, são clientes cativos da Eletronorte. Atualmente, a CEMAR possui contratos de fornecimento de energia elétrica com 66 consumidores potencialmente livres. Não acreditamos, dado as características de nossa concessão, que os consumidores potencialmente livres existentes sejam um risco para nossos negócios.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

12.01 - PRINCIPAIS PATENTES, MARCAS COMERCIAIS E FRANQUIAS

Propriedade Intelectual

As atividades de nossa Companhia não dependem de patentes. As marcas mais relevantes que temos registradas são "EQUATORIAL" e "CEMAR". As demais marcas que detemos não são relevantes para nossas atividades.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

Pontos Fortes

Acreditamos que o nosso desenvolvimento e perspectiva futura refletem os seguintes pontos fortes:

Potencial de Crescimento Significativo.

Acreditamos que os mercados das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste proporcionam excelentes oportunidades para a expansão dos nossos negócios devido ao crescimento superior à média brasileira de demanda por energia elétrica e à oportunidade para aquisições.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de 3,5%. Aquisições poderão acelerar o crescimento de nossas atividades, especialmente no caso de companhias com capacidade de investimento atualmente limitada e que, a partir de sua reestruturação, possam explorar o potencial de crescimento dos mercados em que atuam.

Em 2005, devido ao crescimento econômico na região, aos resultados já obtidos a partir de nossa reestruturação e ao incremento dos investimentos em nossas operações, nosso crescimento de energia vendida foi de 7,7% em relação a 2004, frente a um crescimento de 2,9% de 2004 em relação a 2003.

Capacidade Financeira

Em 31 de dezembro de 2005, nossa dívida líquida total era de R\$350,0 milhões, com um prazo médio de 10.5 anos. O serviço da dívida possui cronograma diferenciado, segundo o qual parte dos juros anuais é paga e parte é capitalizada ao principal até 2009. Uma parcela significativa desta dívida, aproximadamente 23,1%, no montante de R\$93,5 milhões, tem prazo total de amortização de 18 anos e custo financeiro equivalente a IGP-M mais 4% ao ano. Cerca de 90% da dívida é corrigida pelo IGP-M, o mesmo índice que atualmente corrige a parcela gerenciável de nossas tarifas. Caso haja uma alteração do índice de correção das tarifas, está previsto nos contratos que o indexador do endividamento será alterado da mesma forma.

Nosso EBITDA alcançou R\$188,6 milhões em 2005, com um crescimento de 120,3% em relação a 2004. O nosso índice de alavancagem, medido pela relação entre nossa dívida líquida e EBITDA era de 1,9 em 31 de dezembro de 2005, sendo mais um indicativo da capacidade financeira da Companhia, fator diferencial para a continuidade do processo de investimento e crescimento futuro.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

Administração profissional, com experiência em reestruturações financeiras e operacionais

A Equatorial conta com profissionais capacitados e com experiências complementares para executar sua estratégia de crescimento via consolidação e aumento de rentabilidade por meio de reestruturação. Na área financeira, contamos com profissionais com larga experiência em fusões, aquisições e reestruturações financeiras, com mais de 10 anos de atuação nos segmentos de finanças corporativas e *private equity*. Na área operacional, temos profissionais com experiência no setor, que participaram de reestruturações operacionais em outras concessionárias privatizadas, tendo atingido importantes ganhos de eficiência e de rentabilidade. Os principais membros da administração lideraram juntos o bem sucedido processo de reestruturação na CEMAR e participam do Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, concebido, para alinhar os seus interesses com os dos acionistas da Equatorial.

Como resultado desta complexa reestruturação, nosso lucro líquido em 2005 foi de R\$228,8 milhões e de R\$122,9 milhões em 2004, revertendo o prejuízo de R\$57,2 milhões em 2003 e mostrando uma melhora consistente da lucratividade da Companhia.

Além da reestruturação da CEMAR, nossos acionistas controladores adquiriram, diretamente ou através de fundos de investimento, o controle independente ou compartilhado de 47 companhias nos últimos 12 anos, tendo implementado mudanças similares em grande empresas, como, por exemplo, nos casos da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL e ALL - América Latina Logística S.A.

Cultura e Modelo de Gestão Voltados para Resultados

A Equatorial possui uma cultura corporativa voltada para resultados, com uma clara visão, sólidos valores e metas objetivas. Nosso modelo de gestão tem como objetivo proporcionar eficiência operacional e rentabilidade. Este modelo é baseado em um forte controle orçamentário, na disciplina financeira, na atração e retenção de profissionais qualificados, no estabelecimento de metas individuais, na atualização tecnológica e na remuneração variável para alinhamento de interesses entre os acionistas e os administradores.

Implementamos com sucesso este modelo na CEMAR. Ao assumirmos o seu controle, reavaliávamos todas as despesas e investimentos previstos, renegociávamos os contratos relevantes, definimos um orçamento detalhado para despesas e investimentos e implementamos um rígido sistema para seu controle, centralizamos o caixa e todo o processo de compras, atualizamos os principais sistemas que impediam ganhos de produtividade, redesenhávamos os principais processos, readequávamos a força de trabalho e tercerizávamos atividades acessórias.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

Em 2005, o resultado da adoção deste modelo pela CEMAR pôde ser observado pelo ganho de produtividade medido pela redução das despesas gerenciáveis por consumidor de 18,8% em relação a 2003 (de R\$119,54 para R\$97,11), das despesas gerenciáveis por MWh faturado de 17,6% em relação a 2003 (de R\$52,9 para R\$43,6) e do ganho de eficiência demonstrado pelo número de consumidores por empregado que cresceu 28,9% em relação a 2003 (de 753 para 971).

A Experiência e a Solidez dos Nossos Acionistas Controladores

Nossos acionistas controladores estão ligados a dois dos mais proeminentes grupos financeiros brasileiros: GP Investimentos e Pactual. Ambos possuem larga experiência financeira e operacional, aplicada a diversos setores da economia. Em conjunto, têm mais de 13 anos de experiência em setores regulados, com destaque para os setores elétrico, ferroviário e de telecomunicações, o que lhes confere sólido conhecimento do arcabouço regulatório brasileiro. E, juntamente com os administradores da Equatorial, conduziram o processo de aquisição da CEMAR, bem como sua reestruturação financeira e operacional, tendo o Pactual atuado como assessor financeiro da GP Investimentos neste processo.

A GP Investimentos é uma das maiores gestoras de recursos de *private equity* da América Latina, tendo liderado investimentos de mais de US\$ 1,3 bilhão em 31/12/2005, no Brasil, desde 1993. A GP Investimentos controla, ou compartilha o controle de importantes empresas brasileiras como ALL – América Latina Logística S.A., Submarino S.A., Telemar Norte Leste S.A. e Gafisa S.A. e já controlou, ou compartilhou, o controle de companhias como Multicanal (atualmente Net Serviços de Comunicação S.A.), Ferrovia Centro-Atlântica S.A., Supermar Supermercados S.A. (hoje parte do Bompreço S.A.), entre outras.

O Pactual tem relevante histórico de atuação no setor elétrico brasileiro. Em dezembro de 2005, o Pactual administrava aproximadamente R\$36 bilhões (US\$ 15,4 bilhões em 31/12/2005) de recursos de terceiros. No segmento de *private equity*, o Pactual detém investimentos em diferentes segmentos da indústria, sendo que, no setor elétrico, o Pactual já deteve participação no controle da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, através da controladora Iven S.A., que foi alienada à EDP-Energias do Brasil S.A., em 1999.

Comprometimento com as Melhores Práticas de Governança Corporativa

A Equatorial pretende adotar as práticas diferenciadas de governança corporativa do Nível 2, garantindo a seus acionistas direitos complementares àqueles previstos na Lei das Sociedades por Ações e demais regras aplicáveis às sociedades por ações e ao mercado de capitais. Além dos direitos concedidos aos acionistas por força das disposições constantes do Regulamento do Nível 2, a Equatorial voluntariamente adotou disposição estatutária segundo a qual, na hipótese de alienação de controle, o preço pago a todos os acionistas por

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

suas ações, inclusive aos preferencialistas e aos detentores de Units, deverá ser igual ao preço pago por ação detida pelos acionistas controladores (*tag along* de 100%).

Estratégia

Nossa estratégia orienta-se pelos seguintes princípios:

Consolidação de Distribuidoras de Energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste

Nossa estratégia principal consiste em expandir nossa operação de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, através da aquisição do controle, independente ou compartilhado, de outras distribuidoras. Acreditamos que o setor de distribuição de energia e a aquisição de distribuidoras de energia nestas regiões oferece oportunidades atrativas, e que estas oportunidades derivam de perspectivas quanto a:

- crescimento per capita no consumo de energia superior à média nacional;
- obtenção de ganhos de produtividade através de reestruturação operacional das distribuidoras de energia eventualmente adquiridas;
- adequação das estruturas de capital das distribuidoras de energia eventualmente adquiridas através de reestruturação financeira;
- redução das perdas de energia comerciais;
- compartilhamento de atividades de suporte e da administração central com a CEMAR, permitindo ganhos com sinergias operacionais; e
- ambiente competitivo favorável para potenciais aquisições de distribuidoras de energia elétrica nestas regiões.

Segundo dados da ABRADÉE, atualmente, existem 24 distribuidoras de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, as quais respondem por 24,1% do mercado de distribuição brasileiro. Em 2004, essas distribuidoras forneceram 65.213 GWh para 19,6 milhões de consumidores. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, entre 1994 e 2004, o consumo residencial de energia cresceu em média, por ano, 6,6%, 4,8% e 4,4%, nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, comparado com o crescimento médio anual nacional de apenas 3,5%.

O setor de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste ainda conta com expressiva presença estatal, com 7 distribuidoras controladas pela Eletrobrás e suas subsidiárias (CEAL, CEPISA, CERON, Manaus Energia, CEAM, Boavista Energia e Eletroacre) e 4 distribuidoras controladas pelos respectivos governos estaduais (CEB,

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

CELG, CEA e CER). Estas distribuidoras respondem por 30,6% do mercado de distribuição de energia nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Nós pretendemos aproveitar as potenciais oportunidades de crescimento que as ineficiências do setor de distribuição de energia nessas regiões possam apresentar no futuro.

Aumento de Eficiência Operacional e Redução de Perdas Comerciais em Nossas Operações

Nos últimos dois anos, obtivemos ganhos de produtividade expressivos na CEMAR. Nossas despesas gerenciáveis por consumidor foram reduzidas em 18,8% e nossas despesas gerenciáveis por MWh vendido em 17,61% entre 2003 e 2005. Aumentamos o grau de eficiência medido pelo número de consumidores por empregado de 753 em 2003 para 970 em 2005. Esses resultados foram obtidos concomitantemente a uma sensível melhora de nossos serviços com a redução de 11,9% e 19,6% na frequência anual média de interrupções por consumidor (FEC) e na duração anual média em horas de interrupções por consumidor (DEC) entre 2003 e 2005, respectivamente, que contou ainda com a implementação de call center disponível 24 horas por dia, 7 dias por semana para todos os nossos consumidores, entre outras melhorias. Estes ganhos de produtividade foram obtidos através de ampla reestruturação operacional implementada na CEMAR a partir de maio de 2004, a qual permanece em andamento, e acreditamos que ganhos adicionais de eficiência serão obtidos pela Companhia com a implementação completa da referida reestruturação. Pretendemos implementar reestruturações semelhantes em empresas que venhamos a adquirir.

A redução das perdas de energia comerciais da CEMAR também pode trazer ganhos financeiros para os nossos acionistas. Em 2005, as perdas de energia totais foram de 29,5%. Este resultado correspondeu a uma redução de 0,4 pontos percentuais e interrompeu a tendência de crescimento das perdas de energia da CEMAR verificada nos anos anteriores ao início da reestruturação. Entre 2001 e 2004, as perdas da CEMAR cresceram de 23,7% para 29,9% devido à falta de investimentos e da implementação de ações coordenadas para combater as perdas. Segundo dados da ABRADÉE, as distribuidoras de energia presentes nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste apresentaram perdas médias de energia de 15,8%, 18,7% e 17,2% em 2004, respectivamente. Ao longo dos próximos anos pretendemos dedicar esforços gerenciais e investimentos no combate às perdas na nossa área de concessão.

Avaliação Seletiva de Alternativas de Investimentos em Geração de Energia

Segundo estudo da Tendências Consultoria Integrada, realizado com o apoio da Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), serão necessários, nos próximos 10 anos, investimentos anuais de R\$20 bilhões no setor elétrico brasileiro, sendo R\$13,6

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

bilhões em geração de energia. Neste cenário, poderemos realizar investimentos seletivos em ativos de geração de energia, em desenvolvimento ou já em operação, que ofereçam preço e rentabilidade atraentes. .

Gente

Descrição Geral

Em 31 de dezembro de 2005, tínhamos 1.298 empregados, 4,5% a menos do que em 31 de dezembro de 2004. Desde a troca do controle acionário, em 30 de abril de 2004, houve uma grande renovação do quadro de pessoal, com 490 desligamentos e 340 contratações, como parte de nosso processo de reestruturação. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados, bem como a classificação dos mesmos por categoria:

	Em 31 de dezembro de		
	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Diretor	6	6	6
Gerente	20	34	65
Nível Superior	322	292	259
Técnico	581	628	684
Administrativo	369	399	421
Total	1.298	1.359	1.434

Desenvolvimento

Com a finalidade de melhorar a nossa eficiência operacional, a nossa produtividade e a qualidade dos nossos serviços, investimos no desenvolvimento profissional dos nossos empregados por meio de cursos técnicos, seminários, *workshops* e treinamento especializado. Em 2005, proporcionamos mais de 120.000 horas de treinamento, representando uma média de 90,3 horas de treinamento por empregado.

Dentre os nossos principais programas de treinamento e desenvolvimento, ressaltamos os seguintes:

- **Programa Menor Aprendiz** - além de cumprir com uma obrigação legal, a CEMAR dá a oportunidade de formação profissional aos jovens talentos selecionados em parceria com o SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem para formar o banco de profissionais que suprirá demandas futuras de mão de obra. O programa que tem a duração de 24 meses, tem formação teórica e prática com o acompanhamento do SENAI e dos Gestores da CEMAR;
- **Programa Trainee Técnico** - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em escolas técnicas para atender as necessidades de formação de

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

profissionais para suprir o quadro de colaboradores em substituição aos técnicos que ocupam posições vitais para o negócio e os desligados por desempenho ou aposentadoria na área operacional da CEMAR. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com o programa de desenvolvimento e acompanhamento desenhado de acordo com o perfil técnico específico. Ao final do programa, e de acordo com seu desempenho, o *Trainee* tem a oportunidade de ocupar um cargo técnico operacional;

- **Programa *Trainee* Universitário** - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em cursos e universidades brasileiras com reconhecida qualidade em sua formação acadêmica e alinhados aos objetivos estratégicos da CEMAR, assim como a formação de futuros gestores com formação e perfil adequados à cultura da CEMAR. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com um programa de desenvolvimento e acompanhamento dos *Trainees*. Ao final do programa e de acordo com seu desempenho o *Trainee* tem a oportunidade de ocupar cargos estratégicos e ou gerenciais na CEMAR;
- **Programa Cultura CEMAR** - tem como objetivo conhecer e identificar os elementos da Cultura organizacional que precisam ser reforçados, introjetados e reproduzidos para consolidar as estratégias e as políticas necessárias à consecução dos objetivos da organização. O programa se desenvolve através da realização de seminários dos quais participam todos os colaboradores, onde são discutidos os valores, a missão e a visão da CEMAR; e
- **Programa de Qualificação Gerencial** - programa de ações de treinamento e desenvolvimento traçadas a partir das necessidades de aperfeiçoamento baseado nas competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) organizacionais que são exigidas pelo perfil dos gestores CEMAR. Tal programa se baseia no desenvolvimento dos seguintes módulos: Liderança, Gestão de Pessoas e Processos (entre outros focos e objetivos estratégicos), Metas e Diretrizes, Gestão de Custos e Orçamento e Aspectos Regulatórios.

Remuneração

A Companhia conta com um sistema de distribuição de bônus gerencial, que garante aos funcionários elegíveis o recebimento de remuneração variável atrelada a metas individuais, buscando reconhecer e recompensar a produtividade individual e motivar a busca por padrões de excelência no desempenho de suas funções. Em 2005, foram elegíveis ao recebimento do bônus, 90 funcionários entre gerentes, coordenadores e analistas. Para 2006, estimamos que todos os nossos colaboradores sejam elegíveis à remuneração variável.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

Para alinhar os interesses dos administradores com os dos acionistas da Companhia, foi elaborado o Plano de Opção de Compra de Ações para os principais executivos da Companhia. Para maiores informações, veja a Seção “Administração – Acordos ou Outras Obrigações Relevantes entre a Companhia e seus Conselheiros e Diretores”.

Segurança no Trabalho

Adicionalmente, nossos índices de acidentes de trabalho estão entre os menores do setor no Brasil. Em 2004, enquanto o setor elétrico teve uma taxa de acidentalidade (número de acidentes x 100/número de empregados) de 1,043, de acordo com a Fundação Comitê de Gestão Empresarial – COGE, a CEMAR apresentou 0,849 acidentes por empregado no mesmo ano. Em 2005, a CEMAR teve 6 acidentes com afastamento do trabalho, em 2004 um total de 12 (enquanto que, no mesmo ano, a média de acidentes com afastamento das 70 empresas de todo o setor elétrico no Brasil foi 14,4) e em 2003 ocorreram 13 casos, representando uma redução de 53,8% nos acidentes com afastamento do trabalho entre 2003 a 2005.

Terceirização

Em 31 de dezembro de 2005, a Equatorial possuía aproximadamente 2.100 trabalhadores terceirizados (sendo 1.300 na CEMAR e 800 do Programa Luz para Todos), os quais atuavam em atividades tais como segurança, limpeza, vigilância, serviços de manutenção de redes energizadas, inventário, leitura e entrega de contas, recebimento e cobrança de contas, dentre outras.

Histórico de pagamento de Dividendos

Entre 2001 e 2005, a Equatorial não pagou dividendos, considerando sua situação financeira. No entanto, em 10 de março de 2006, a Equatorial deliberou sobre o pagamento de R\$54.351.071,76 a título de dividendos com base nos resultados obtidos no ano de 2005.

Plano de Opção de Compra de Ações

Na assembléia geral de acionistas realizada no dia 02 de fevereiro de 2006, a Equatorial aprovou o Plano de Opção de Compra de Ações Equatorial, nos termos do artigo 168, parágrafo terceiro da Lei 6.404/76.

O Plano de Opção de Compra de Ações é administrado por um comitê, formado por 3 membros do Conselho de Administração da Equatorial. O Comitê possui poderes para estabelecer as normas apropriadas a respeito da concessão de opções, e conforme deliberação do Conselho de Administração determinou a criação de dois programas de

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

opções de ações dentro das regras do plano (“Programa 1 de Opção de Compra de Ações” e “Programa 2 de Opção de Compra de Ações”).

As ações contempladas no Programa 1 de Opção de Compra de Ações já foram completamente alocadas para administradores da Equatorial.

Até a presente data, já foram subscritas 1.613.835 ações ordinárias e 3.227.658 ações preferenciais de emissão da Equatorial dentro do Programa 1. A totalidade das opções ainda não exercidas dentro do Programa 1 dá direito a subscrição de 1.320.407 ações ordinárias e 2.640.823 ações preferenciais de emissão da Equatorial.

O Programa 2 contempla opções para subscrição de 2.271.858 ações ordinárias e 4.543.712 ações preferenciais de emissão da Equatorial.

O Comitê, dentro do Programa 2, já alocou opções para subscrição de 2.060.461 ações ordinárias e 4.120.919 ações preferenciais para administradores e colaboradores da Equatorial, restando ainda não alocadas opções para subscrição de 211.397 ações ordinárias e 422.793 ações preferenciais.

Não foram aprovados pela Equatorial outros programas, que não o Programa 1 e o Programa 2. O Plano de Opção de Compra de Ações poderá ser extinto, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração da Equatorial.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

15.01 - PROBLEMAS AMBIENTAIS

Aspectos Ambientais

A Companhia trata com a devida relevância e responsabilidade a questão do respeito ao meio ambiente, incluindo os impactos ambientais resultantes de sua atividade. Todos os projetos de expansão do sistema elétrico são executados com a observância da legislação ambiental vigente. A Companhia não aderiu a qualquer padrão relativo a proteção ambiental. As licenças e os estudos de impactos ambientais foram regularmente requeridos e executados quando exigidos por lei.

A Companhia não utiliza mais óleo ascarel como meio isolante, tendo, em 2001, destinado para incineração o último lote desta substância.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

16.01 - AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

1 - ITEM	2 - DESCRIÇÃO	3 - % PATRIM. LÍQUIDO	4 - % LUCRO LÍQUIDO	5 - PROVISÃO	6 - VL. PROVISIONADO (Reais Mil)	7 - VL. TOTAL AÇÕES (Reais Mil)
8 - OBSERVAÇÃO						
01	TRABALHISTA	0,00	0,00		0	0
02	FISCAL/TRIBUTÁRIA	0,00	0,00		0	0
03	OUTRAS	13,82	32,57	SIM	39.391	74.544
Ações cíveis						

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

17.01 - OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Equatorial não mantém qualquer transação com suas partes relacionadas, além das descritas em “Informações sobre a Oferta – Relacionamento entre a Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta” e “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras – Financiamentos Relevantes”.

Após a aprovação da nossa reorganização societária pela ANEEL, em 6 de março de 2006, o Fundo Pactual passou a deter participação indireta na Equatorial. Vide “Reestruturação Societária”.

A Equatorial realiza diversas operações financeiras com o Pactual e partes a ele relacionadas, como aplicação em fundos de investimento administrados pelo Pactual, a contratação do Banco Pactual como um dos Coordenadores da Oferta, a contratação do Banco Pactual como agente estabilizador para a condução das atividades de estabilização relacionadas à Oferta e a contratação do *Pactual Capital Corporation* como Agente de Colocação Internacional para Investidores Institucionais Estrangeiros no âmbito da Oferta.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

**ESTATUTO SOCIAL DA
EQUATORIAL ENERGIA S.A.**

**CAPÍTULO I
NOME, OBJETO, SEDE E DURAÇÃO**

Artigo 1 - A Companhia tem a denominação de “EQUATORIAL ENERGIA S.A.” e reger-se-á pelo presente Estatuto Social e pelas disposições legais aplicáveis.

Artigo 2 - A Companhia tem por objeto a participação no capital social de outras sociedades, consórcios e empreendimentos que atuem no setor de energia elétrica, na qualidade de acionista, consorciada ou sócia.

Artigo 3 – A Companhia tem sede e foro na cidade de São Luiz, Estado do Maranhão, podendo, a critério do Conselho de Administração, criar e extinguir filiais, agências e escritórios de representação em qualquer ponto do território nacional ou no exterior.

Artigo 4 - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

**CAPÍTULO II
DO CAPITAL SOCIAL**

Artigo 5 - O capital social é de R\$ 527.617.088,75 (quinhentos e vinte e sete milhões, seiscentos e dezessete mil e oitenta e oito reais e setenta e cinco centavos) representado por 89.835.220 (oitenta e nove milhões, oitocentas e trinta e cinco mil, duzentas e vinte) ações ordinárias e 68.439.957 (sessenta e oito milhões, quatrocentas e trinta e nove mil, novecentas e cinquenta e sete) ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro - Cada ação ordinária dará direito a 01 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais da Companhia.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Parágrafo Segundo - Poderá ser cobrada dos acionistas a remuneração de que trata o § 3º do artigo 35 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e posteriores alterações (“Lei das S.A.”).

Parágrafo Terceiro – As ações preferenciais terão direito de serem incluídas nas ofertas públicas a que se referem os Capítulos VII, VIII e IX do presente Estatuto, nas mesmas condições que as ações ordinárias.

Parágrafo Quarto - As ações preferenciais terão direito de voto apenas nas seguintes matérias: (a) transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia; (b) aprovação de contratos entre a Companhia e seu Acionista Controlador, diretamente ou através de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o Acionista Controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, a aprovação desses contratos seja deliberada em Assembléia Geral; (c) avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Companhia; (d) escolha de empresa especializada para determinação do valor econômico das ações da Companhia, para fins da oferta pública de que trata o Capítulo VIII; e (e) alteração ou revogação de dispositivos deste Estatuto Social que alterem ou modifiquem quaisquer das exigências previstas na Seção IV, item 4.1 do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa - Nível 2 (doravante denominado "Regulamento Nível 2"), instituído pela Bolsa de Valores de São Paulo ("BOVESPA").

Parágrafo Quinto - A Companhia, por deliberação da Assembléia Geral, poderá criar outras classes de ações preferenciais, resgatáveis ou não, sem guardar proporção com as demais.

Parágrafo Sexto - A Companhia não poderá emitir partes beneficiárias.

Artigo 6 – A Companhia fica autorizada a aumentar o seu capital social, independentemente de reforma estatutária, até o limite de 300.000.000 (trezentos milhões) de ações, mediante a emissão de ações ordinárias ou preferenciais, sem guardar proporção entre estas e aquelas já existentes, observados os limites estabelecidos no § 2º do Artigo 15 da Lei das S.A.

Parágrafo Primeiro – Dentro do limite do capital autorizado, o Conselho de Administração será competente para deliberar sobre a emissão de ações, debêntures simples

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

ou bônus de subscrição, estabelecendo se o aumento se dará por subscrição pública ou particular, as condições de integralização e o preço da emissão, podendo, ainda, excluir o direito de preferência ou reduzir o prazo para exercício nas emissões cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou por subscrição pública, ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, e de acordo com plano aprovado pela Assembléia Geral, poderá outorgar opção de compra de ações a administradores, empregados ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob seu controle, desde que esta não tenha o condão de possibilitar a alteração do controle da Companhia.

Artigo 7 - A Companhia está autorizada, até o limite máximo permitido em lei, a criar e/ou emitir, em decorrência de subscrição, bonificação ou desdobramento, ações preferenciais, com ou sem direito a voto, em uma ou mais classes, mesmo que mais favorecidas do que as anteriormente existentes, fixando-lhes as respectivas preferências, vantagens, condições de resgate, amortização ou conversão.

Artigo 8 – Para fins de reembolso, o valor da ação poderá ser determinado com base no valor econômico da Companhia, apurado em avaliação procedida por empresa especializada indicada e escolhida em conformidade com o disposto no artigo 45 da Lei das S.A., ou no valor patrimonial da Companhia, o que for menor.

CAPÍTULO III DA ASSEMBLÉIA GERAL

Artigo 9 - As Assembléias Gerais deverão ser convocadas nos termos do artigo 124 da Lei das S.A., com 15 (quinze) dias de antecedência, no mínimo, contados da publicação do primeiro anúncio de convocação; não se realizando a Assembléia, será publicado novo anúncio, de segunda convocação, com antecedência mínima de 08 (oito) dias da realização da Assembléia.

Artigo 10 - A Assembléia Geral será presidida pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, pelo Vice-Presidente de tal órgão, que convidará um dos presentes, para secretariar os trabalhos.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

**CAPÍTULO IV
DA ADMINISTRAÇÃO**

Seção I - Normas Gerais

Artigo 11 - A administração da Companhia compete ao Conselho de Administração e à Diretoria.

Artigo 12 - A Assembléia Geral estabelecerá a remuneração anual global dos Administradores, nesta incluídos os benefícios de qualquer natureza e as verbas de representação, tendo em conta suas responsabilidades, o tempo dedicado às suas funções, sua competência e reputação profissional e o valor dos seus serviços no mercado, cabendo ao Conselho de Administração a distribuição da remuneração fixada.

Artigo 13 - Os administradores serão investidos em seus cargos mediante assinatura de Termo de Posse lavrado no livro próprio, dentro dos 30 (trinta) dias que se seguirem à sua eleição. A posse dos administradores estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores, aludido no Regulamento Nível 2 e à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante adotada pela Companhia nos termos da Instrução CVM nº 358, de 22 de janeiro de 2002.

Parágrafo Primeiro - Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria estão obrigados, sem prejuízo dos deveres e responsabilidades a eles atribuídos por lei, a manter reserva sobre todos os negócios da Companhia, devendo tratar como sigilosas todas as informações a que tenham acesso e que digam respeito à companhia, seus negócios, funcionários, administradores, acionistas ou contratados e prestadores de serviços, obrigando-se a usar tais informações no exclusivo e melhor interesse da Companhia. Os administradores, ao tomarem posse de seus cargos, deverão assinar Termo de Confidencialidade, assim como zelar para que a violação à obrigação de sigilo não ocorra por meio de subordinados ou terceiros.

Seção II – Conselho de Administração –

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Artigo 14 - O Conselho de Administração, eleito pela Assembléia Geral, será composto de, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 9 (nove) membros efetivos, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. No mínimo 20% dos membros do Conselho de Administração deverão ser Conselheiros Independentes.

Parágrafo Primeiro – Caracteriza-se, para fins deste Estatuto Social, como “Conselheiro Independente”, aquele que: **(i)** não tiver qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação de capital; **(ii)** não for Acionista Controlador, cônjuge ou parente até segundo grau daquele, ou não for ou não tiver sido, nos últimos 3 anos, vinculado a sociedade ou entidade relacionada ao Acionista Controlador (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); **(iii)** não tiver sido, nos últimos 3 anos, empregado ou diretor da Companhia, do Acionista Controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; **(iv)** não for fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços e/ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; **(v)** não for funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; **(vi)** não for cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; e **(vii)** não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação no capital estão excluídos desta restrição).

Parágrafo Segundo – Também serão considerados Conselheiros Independentes aqueles eleitos mediante faculdade prevista nos §§ 4º e 5º do artigo 141 da Lei das S.A.

Parágrafo Terceiro - Quando, em decorrência da observância do percentual referido no Parágrafo Primeiro acima, resultar número fracionário de conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento para o número inteiro: **(i)** imediatamente superior, quando a fração for igual ou superior a 0,5, ou **(ii)** imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5.

Artigo 15 - O Conselho de Administração poderá determinar a criação de comitês de assessoramento destinados a auxiliar os respectivos membros do Conselho de Administração, bem como definir a respectiva composição e atribuições específicas.

Artigo 16 - O Conselho de Administração terá 1 (um) Presidente e 1 (um) Vice Presidente que serão eleitos por maioria dos votos dos conselheiros efetivos. Caberá ao Presidente ou, na sua ausência, ao Vice-Presidente, presidir as reuniões do Conselho de Administração.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Em suas ausências ou impedimentos temporários, o Presidente e o Vice-Presidente substituir-se-ão reciprocamente.

Parágrafo Primeiro - No caso de ausência ou impedimento temporário dos demais membros do Conselho de Administração, estes poderão ser substituídos por outros conselheiros a quem tenham sido conferidos poderes especiais. Nesta última hipótese o Conselheiro que estiver substituindo o ausente ou temporariamente impedido, além de seu próprio voto, expressará o do Conselheiro que estiver substituindo.

Parágrafo Segundo - No caso de vacância do cargo de Presidente ou de Vice-Presidente do Conselho, será imediatamente convocada reunião do Conselho de Administração da Companhia para eleição do substituto. Em caso de vacância dos demais cargos de conselheiros, nos termos do Artigo 150 da Lei das S.A., será igualmente convocada reunião do Conselho de Administração, devendo os conselheiros remanescentes eleger o substituto, o qual servirá até a realização da primeira assembléia geral da Companhia. No caso de vacância da maioria dos cargos de membros do Conselho de Administração, a Assembléia Geral deverá ser imediatamente convocada para proceder à nova eleição dos conselheiros.

Parágrafo Terceiro - O Conselho de Administração reunir-se-á sempre que convocado pelo Presidente, pelo Vice-Presidente ou pelo Diretor Presidente, por escrito, inclusive através de fac-símile, com antecedência mínima de cinco dias úteis. Independentemente das formalidades de convocação, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os membros do Conselho de Administração.

Parágrafo Quarto - As reuniões serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros, sendo indispensável a presença do Presidente ou do Vice-Presidente do Conselho de Administração. Os Conselheiros poderão participar de tais reuniões por intermédio de conferência telefônica ou vídeo-conferência, sendo considerados presentes à reunião e devendo confirmar seu voto através de declaração por escrito encaminhada ao Presidente por carta, fac-símile ou correio eletrônico logo após o término da reunião. Uma vez recebida a declaração, o Presidente ficará investido de plenos poderes para assinar a ata da reunião em nome do referido conselheiro.

Parágrafo Quinto - As deliberações serão tomadas por maioria de votos.

Artigo 17 - Compete ao Conselho de Administração:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

- (a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia incluindo a elaboração ou qualquer alteração substancial do seu plano de negócios;
- (b) eleger e destituir a Diretoria;
- (c) fiscalizar a gestão dos diretores;
- (d) convocar, por seu Presidente, ou seu Vice- Presidente, ou por 02 (dois) quaisquer de seus membros, as Assembléias Gerais Ordinárias e Extraordinárias;
- (e) manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;
- (f) fixar e distribuir, dentro dos limites estabelecidos anualmente pela Assembléia Geral, a remuneração dos administradores, quando votada em verba global;
- (g) observadas as disposições legais e ouvido o Conselho Fiscal, se em funcionamento, (i) declarar, no curso do exercício social e até a Assembléia Geral Ordinária, dividendos intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanço semestral, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (ii) determinar o pagamento de juros sobre o capital próprio;
- (h) a aprovação da política de dividendos da Companhia e a declaração, no curso do exercício social e até a Assembléia Geral, de dividendos intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta de lucros apurados em balanço semestral, trimestral ou em período menor de tempo ou de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço;
- (i) a constituição de quaisquer ônus sobre bens móveis ou imóveis da Companhia, ou a caução ou cessão de receitas ou direitos de crédito em garantia de operações financeiras ou não a serem celebradas pela Companhia, sempre que o valor total dos ativos objeto da garantia exceda a 10% (dez por cento) do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia;

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

- (j) a alienação de quaisquer bens integrantes do ativo permanente da Companhia cujo valor exceda a 10% (dez por cento) do valor total do ativo permanente da Companhia, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia;
- (k) a aquisição de quaisquer bens integrantes do ativo permanente da Companhia cujo valor exceda a 10% (dez por cento) do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia;
- (l) manifestar-se previamente sobre as propostas de emissão de ações e/ou quaisquer valores mobiliários pela Companhia e deliberar sobre a emissão de ações ou de bônus de subscrição, dentro do limite do capital autorizado, se for o caso, e de debêntures simples;
- (m) escolher e destituir os auditores independentes;
- (n) autorizar a Companhia a participar em outras sociedades;
- (o) autorizar a aquisição de ações de emissão da própria Companhia para efeito de cancelamento ou permanência em tesouraria e posterior alienação, de acordo com o disposto no § 10, alíneas “a” e “b” do Artigo 30 da Lei das S.A.;
- (p) autorizar a assunção de responsabilidade ou obrigação pela Companhia, a liberação de terceiros de obrigações para com a Companhia, e a transação, para prevenir ou por fim a litígios, envolvendo valor superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);
- (q) a aprovação de investimentos e/ou a tomada de empréstimos ou financiamentos de qualquer natureza, incluindo a emissão de notas promissórias comerciais (“Commercial Papers”), debêntures e/ou quaisquer outros títulos de crédito ou instrumentos semelhantes destinados à distribuição em quaisquer mercados de capitais, cujo valor individual ou global, no caso de uma série de operações vinculadas ou idênticas, seja superior a 5% do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia. Dependerão ainda da aprovação prévia do Conselho de

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Administração quaisquer das operações acima referidas, independentemente do valor, caso o endividamento adicional por elas representado ultrapasse, dentro de um determinado exercício social, 10% do patrimônio líquido da Companhia ;

- (r) autorizar a abertura ou o encerramento de filiais, agências ou escritórios de representação em qualquer parte do País ou no exterior;
- (s) manifestar-se previamente sobre as propostas de alteração do Estatuto Social da Companhia;
- (t) manifestar-se previamente sobre as propostas de fusão, incorporação, cisão, transformação ou qualquer operação similar que envolva a Companhia e suas subsidiárias;
- (u) fixar o voto a ser dado pelo representante da Companhia nas Assembléias Gerais e reuniões das sociedades em que participe como sócia ou acionista, aprovar previamente as alterações do contrato social ou do estatuto social das sociedades em que a Companhia participa, inclusive aprovando a escolha dos administradores de sociedades controladas ou coligadas a serem eleitos com o voto da Companhia;
- (v) aprovar os negócios jurídicos e deliberações referidas neste artigo pelas controladas da Companhia ou sociedades a ela coligadas;
- (w) fixar critérios gerais de remuneração e política de benefícios (benefícios indiretos, participação no lucro e/ou nas vendas) da administração e dos funcionários de escalão superior (como tal entendidos os superintendentes ou ocupantes de cargos de direção equivalentes) da Companhia;
- (x) aprovar a celebração de quaisquer negócios ou contratos entre a Companhia e seus acionistas e administradores (e os sócios, direta ou indiretamente, dos acionistas da Companhia, e respectivos administradores), ressalvada a aquisição de produtos ou serviços em condições uniformes/ curso normal dos negócios; e
- (y) aprovar quaisquer contratos de longo prazo entre a Companhia e seus clientes, fornecedores, prestadores de serviços e outras entidades com que mantenha relacionamento comercial, ou suas prorrogações, com prazo de duração maior do que

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

doze meses e valor total superior a R\$5.000.000,00 cinco milhões de reais, exceto com concessionárias de serviços públicos ou outros que obedeçam a condições uniformes.

Parágrafo único. Os valores mencionados neste artigo serão corrigidos anualmente a partir de 10 de março de 2006, pelo Índice Geral de Preços ao Mercado - IGP-M da Fundação Getúlio Vargas ou outro índice de base equivalente que venha a substituí-lo.

Seção III – Diretoria

Artigo 18 - A Diretoria, eleita pelo Conselho de Administração, será composta de no mínimo 2 (dois) e no máximo 5 (cinco) Diretores, sendo 1 (um) Diretor-Presidente 1 (um) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, os demais membros eleitos para compor a Diretoria não terão designação específica. Todos os Diretores devem ser residentes no País, acionistas ou não, e ser eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição.

Artigo 19 - A Diretoria não é um órgão colegiado, podendo, contudo, reunir-se, sempre que necessário, a critério do Diretor Presidente, que também presidirá a reunião, para tratar de aspectos operacionais.

Parágrafo Único. A reunião da Diretoria instalar-se-á com a presença de diretores que representem a maioria dos membros da Diretoria.

Artigo 20 -. Em suas ausências ou impedimentos temporários, o Diretor-Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores substituir-se-ão reciprocamente.

Parágrafo Único - Em caso de vacância do cargo de Diretor será imediatamente convocada uma reunião do Conselho de Administração para eleição do seu substituto.

Artigo 21 - Compete à Diretoria as atribuições fixadas em lei, observadas as demais normas deste Estatuto Social.

Parágrafo Primeiro - Compete ao Diretor-Presidente: (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) ter a seu cargo o comando dos negócios da Companhia; (iii) determinar e acompanhar o exercício das atribuições dos Diretores sem designação específica; (iv) presidir as Reuniões de Diretoria e as Assembléias Gerais, estas últimas somente no caso de

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

ausência do Presidente e do Vice-Presidente do Conselho de Administração; e (v) implementar as determinações do Conselho de Administração e da Assembléia Geral.

Parágrafo Segundo – Compete ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: (i) a administração financeira da Companhia; (ii) a administração das áreas de controladoria, tesouraria, e contabilidade; (iii) a execução das diretrizes determinadas pelo Conselho de Administração; (iv) substituir o Diretor-Presidente em suas ausências e impedimentos temporários; e (v) as atribuições conferidas ao Diretor de Relações com Investidores pela legislação em vigor, dentre as quais a prestação de informações aos investidores, à Comissão de Valores Mobiliários e à Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, bem como manter atualizado o registro da Companhia em conformidade com a regulamentação aplicável da Comissão de Valores Mobiliários.

Parágrafo Terceiro – Competirá aos Diretores sem designação específica a execução das políticas e diretrizes estabelecidas pelo Diretor-Presidente, pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Conselho de Administração.

Artigo 22 - Todos os documentos que criem obrigações para a Companhia ou desonerem terceiros de obrigações para com a Companhia deverão, sob pena de não produzirem efeitos contra a mesma, ser assinados: (a) por quaisquer (2) dois Diretores; (b) por (1) um Diretor qualquer, nos termos do parágrafo segundo deste artigo; ou (c) por 1 (um) Diretor, em conjunto, com 1 (um) procurador constituído nos termos do parágrafo primeiro deste artigo.

Parágrafo Primeiro - As procurações outorgadas pela Companhia deverão ser assinadas por quaisquer (2) dois Diretores, especificar expressamente os poderes conferidos, inclusive para a assunção das obrigações de que trata o presente artigo, e conter prazo de validade limitado a, no máximo, 1 (um) ano, com exceção daquelas outorgadas a advogados para representação da Companhia em processos judiciais ou administrativos.

Parágrafo Segundo - Poderá, ainda, a Companhia ser representada validamente por 1 (um) Diretor qualquer, inclusive na assunção de obrigações, desde que haja deliberação unânime, expressa e específica da Diretoria neste sentido, ou nas seguintes situações:

- (i) quando se tratar de contratar prestadores de serviço ou empregados;
- (ii) em assuntos de rotina perante os órgãos públicos federais, estaduais e municipais, autarquias e sociedades de economia mista;

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

- (iii) na assinatura de correspondência sobre assuntos rotineiros;
- (iv) no endosso de instrumentos destinados à cobrança ou depósito em nome da companhia; e
- (v) na representação da companhia nas assembleias gerais de suas controladas e demais sociedades em que tenha participação acionária, observado o disposto neste Estatuto.

Artigo 23 - É vedado aos Diretores e aos procuradores da Companhia obrigá-la em negócios estranhos ao objeto social, bem como praticar atos de liberalidade em nome da mesma ou conceder avais, fianças e outras garantias que não sejam necessárias à consecução do objeto social.

CAPÍTULO V DO CONSELHO FISCAL

Artigo 24 - A Companhia terá um Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, integrado por 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, ao qual competirão as atribuições previstas em lei.

Parágrafo Primeiro - A posse dos membros do Conselho Fiscal está condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal, aludido no Regulamento Nível 2.

Parágrafo Segundo - Cada período de funcionamento do Conselho Fiscal terminará na data da primeira Assembleia Geral Ordinária que se realizar após a sua instalação.

Parágrafo Terceiro - Os membros do conselho fiscal terão os deveres e responsabilidades estabelecidos pela legislação societária em vigor e no Regulamento Nível 2.

CAPÍTULO VI DO EXERCÍCIO SOCIAL, DOS LUCROS E SUA DISTRIBUIÇÃO

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Artigo 25 - O exercício social terminará no dia 31 de dezembro de cada ano, data em que serão levantados o balanço geral e os demais demonstrativos exigidos por lei.

Parágrafo Primeiro - A Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá levantar balanços semestrais, trimestrais ou mensais, bem como declarar dividendos à conta de lucros apurados nesses balanços, respeitado o disposto no artigo 204 da Lei das S.A..

Parágrafo Segundo - A Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá ainda declarar dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

Parágrafo Terceiro - Observados os limites legais, o Conselho de Administração ad referendum da Assembléia Geral, poderá declarar o pagamento de juros sobre capital próprio, com base no último balanço anual ou semestral levantado pela Companhia.

Parágrafo Quarto - Os dividendos intermediários ou intercalares distribuídos e os juros sobre o capital próprio serão sempre imputados ao dividendo mínimo obrigatório previsto no Artigo 26, (b), abaixo.

Artigo 26 - Dos resultados apurados serão inicialmente deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e as provisões para o Imposto de Renda e para a Contribuição Social sobre o Lucro. O lucro remanescente terá a seguinte destinação:

- (a) 5% (cinco por cento) para a constituição da reserva legal;
- (b) 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., serão distribuídos aos acionistas como dividendo mínimo obrigatório;
e,
- (c) o saldo terá a destinação que for aprovada pela Assembléia Geral, de acordo com a proposta submetida pelo Conselho de Administração.

CAPÍTULO VII DA ALIENAÇÃO DO PODER DE CONTROLE

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Artigo 27 - A alienação do controle acionário da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente do controle se obrigue a efetivar, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento Nível 2, oferta pública de aquisição das ações ordinárias e preferenciais dos demais acionistas, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário ao do Acionista Controlador Alienante.

Artigo 28 - A oferta pública referida no Artigo 27 também deverá ser realizada:

- (a) quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; e
- (b) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e a anexar documentação que comprove esse valor.

Parágrafo Único. Para fins do disposto neste Estatuto Social, entende-se por:

“Alienação do Controle” a transferência a terceiro, a título oneroso, das Ações de Controle;

“Ações de Controle” o bloco de ações que assegura, de forma direta ou indireta, ao(s) seu(s) titular(es), o exercício individual e/ou compartilhado do Poder de Controle da Companhia;

“Acionista Controlador” o acionista, ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum, que exerça o Poder de Controle da Companhia.

“Acionista Controlador Alienante” o Acionista Controlador, quando este promove a alienação de controle da Companhia.

“Poder de Controle” significa o poder efetivamente utilizado de dirigir, de modo permanente, as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia, de forma direta ou indireta, de fato ou de direito. Há presunção relativa de titularidade do

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

controle em relação à pessoa ou ao grupo de pessoas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum (“grupo de controle”) que seja titular de ações que lhe tenham assegurado a maioria absoluta dos votos dos acionistas presentes nas três últimas assembleias gerais da Companhia, ainda que não seja titular das ações que lhe assegurem a maioria absoluta do capital votante.

Artigo 29 - Aquele que já detiver ações da Companhia e venha a adquirir o Poder de Controle acionário, em razão de contrato particular de compra e venda de ações celebrado com o Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

- (c) efetivar a oferta pública referida no Artigo 27 deste Estatuto; e
- (d) ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da Alienação de Controle, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao Acionista Controlador Alienante e o valor pago em bolsa por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado.

Artigo 30 - Enquanto estiver em vigor o Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa do Nível 2, a Companhia não registrará *(i)* qualquer transferência de ações para o Comprador, ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores aludido no Regulamento Nível 2; ou *(ii)* qualquer Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores.

Parágrafo Único. Para fins do disposto neste Estatuto Social, entende-se por:

“Comprador” aquele para quem o Acionista Controlador Alienante transfere o Poder de Controle em uma Alienação de Controle da Companhia;

CAPÍTULO VIII CANCELAMENTO DO REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA

Artigo 31. Sem prejuízo das disposições legais e regulamentares, o cancelamento do registro de companhia aberta será precedido por oferta pública de aquisição de ações, tendo

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

como preço mínimo, obrigatoriamente, o valor econômico apurado mediante do Laudo de Avaliação, na forma dos artigos 32 e 33 abaixo.

Artigo 32. O laudo de avaliação será elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou Acionista Controlador ou Grupo Controlador, além de satisfazer os requisitos do § 1º do artigo 8º, da Lei das S.A., e conter a responsabilidade prevista no § 6º do mesmo artigo.

Parágrafo Primeiro - A escolha da empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia é de competência privativa da assembléia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes naquela assembléia, que se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de Ações em Circulação, ou que se instalada em segunda convocação poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação.

Parágrafo Segundo - Para fins do disposto no Parágrafo Primeiro deste Artigo, consideram-se ações em circulação todas as ações de emissão da Companhia, excetuadas as detidas pelo Acionista Controlador, por pessoas a ele vinculadas, pelos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia.

Parágrafo Terceiro - Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados integralmente pelo ofertante.

Artigo 33. Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

Parágrafo Primeiro - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Parágrafo Segundo - Se o valor econômico das ações, apurado na forma dos artigos 32 e 33, for superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará automaticamente revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor econômico apurado, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Parágrafo Terceiro – O procedimento para o cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia atenderá as demais exigências estabelecidas nas normas aplicáveis às companhias abertas e os preceitos constantes do Regulamento Nível 2.

CAPÍTULO IX SAÍDA DO NÍVEL 2

Artigo 34. A saída da Companhia do Nível 2 será aprovada em assembléia geral pela maioria dos votos dos acionistas presentes e comunicada à BOVESPA por escrito com antecedência prévia de 30 (trinta) dias.

Parágrafo Primeiro – Para que as ações da Companhia passem a ter o registro para negociação fora do Nível 2, o Acionista Controlador ou Grupo Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo valor econômico apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos Artigos 32 e 33 deste Estatuto.

Parágrafo Segundo – Caso a saída da Companhia do Nível 2 venha a ocorrer em virtude de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não seja admitida para negociação no Nível 2, o Acionista Controlador ou Grupo Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo valor econômico apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos Artigos 32 e 33 deste Estatuto.

Parágrafo Terceiro – O Acionista Controlador ou Grupo Controlador estará dispensado de proceder à oferta pública referida nos parágrafos acima se a companhia tiver saído do Nível 2 em razão da assinatura de contrato de participação no segmento especial da BOVESPA denominado Novo Mercado.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Artigo 35. A alienação do Poder de Controle da Companhia que ocorrer nos 12 (doze) meses subseqüentes à sua saída do Nível 2, obrigará o Acionista Controlador ou Grupo Controlador alienante, conjunta e solidariamente com o Comprador, a oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo Acionista Controlador ou Grupo Controlador na alienação de suas próprias ações, devidamente atualizado, na forma da legislação em vigor, observando-se as mesmas regras aplicáveis às alienações de controle previstas no Capítulo VII deste Estatuto.

Parágrafo Primeiro - Se o preço obtido pelo Acionista Controlador ou pelo Grupo Controlador na alienação a que se refere o “caput” deste artigo for superior ao valor da oferta pública realizada de acordo com as demais disposições deste Estatuto Social, devidamente atualizado na forma da legislação em vigor, o Acionista Controlador ou Grupo Controlador alienante conjunta e solidariamente com o Comprador, ficarão obrigados a pagar a diferença de valor apurado aos aceitantes da respectiva oferta pública, nas mesmas condições previstas no “caput” deste artigo.

Parágrafo Segundo -A Companhia e o Acionista Controlador ou Grupo Controlador ficam obrigados a averbar no Livro de Registro de Ações da Companhia, em relação às ações de propriedade do Acionista Controlador ou do Grupo Controlador, ônus que obrigue o comprador daquelas ações a estender aos demais acionistas da Companhia preço e condições de pagamento idênticos aos que forem pagos ao Acionista Controlador ou Grupo Controlador Alienante, em caso de alienação, na forma prevista no “caput” e no parágrafo primeiro, acima.

CAPÍTULO X JUÍZO ARBITRAL

Artigo 36. A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei 6.404/76, no presente Estatuto, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

daquelas constantes do Regulamento Nível 2, do Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2 e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

CAPÍTULO XI DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 37. Os direitos e obrigações previstos nos Artigos 5, parágrafos terceiro e quarto, Artigo 13, Artigo 14, parágrafos primeiro, segundo e terceiro, Artigo 24, parágrafos primeiro e terceiro, bem como nos Capítulos VII, VIII, IX e X deste Estatuto Social somente serão eficazes a partir da data em que a Companhia: (i) tenha sido admitida no segmento de negociação do Nível 2, regulado pela BOVESPA, e cumulativamente (ii) tenha publicado o Anúncio de Início de Distribuição Pública de Ações, referente à oferta pública de distribuição de Units, aprovada pela Reunião do Conselho de Administração da Companhia do dia 07 de fevereiro de 2006.

CAPÍTULO XII LIQUIDAÇÃO

Artigo 38 - A Companhia entrará em liquidação nos casos previstos em lei, ou por deliberação da Assembléia Geral, que estabelecerá a forma da liquidação, elegerá o liquidante e, se for o caso, instalará o Conselho Fiscal, para o período da liquidação, elegendo seus membros e fixando-lhes as respectivas remunerações.

CAPÍTULO XIII DOS ACORDOS DE ACIONISTAS.

Artigo 39 - Os eventuais acordos de acionistas que estabeleçam as condições de compra e venda de suas ações, ou o direito de preferência na compra destas, ou o exercício do direito de voto, serão sempre observados pela Companhia, desde que tenham sido arquivados na

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

sede social, cabendo à respectiva administração abster-se de computar os votos lançados contra os termos de tais acordos.

Parágrafo Único - As obrigações ou ônus resultantes de tais acordos somente serão oponíveis a terceiros depois de averbados nos livros de registro de ações da Companhia e nos certificados ou comprovantes das ações, se emitidos.

CAPÍTULO XIV EMISSÃO DE UNITS

Artigo 40. A Companhia poderá patrocinar a emissão de certificados de depósito de ações (doravante designados como “Units” ou individualmente como “Unit”).

Parágrafo Primeiro - Cada Unit representará 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia e somente será emitida mediante solicitação dos acionistas que o desejarem, observadas as regras a serem fixadas pelo Conselho de Administração de acordo com o disposto neste Estatuto.

Parágrafo Segundo - Somente ações livres de ônus e gravames poderão ser objeto de depósito para a emissão de Units.

Artigo 41. As Units terão a forma escritural e, exceto na hipótese de cancelamento das Units, a propriedade das ações representadas pelas Units somente será transferida mediante transferência das Units.

Parágrafo Primeiro - O titular de Units terá o direito de, a qualquer tempo, solicitar à instituição financeira depositária o cancelamento das Units e a entrega das respectivas ações depositadas, observadas as regras a serem fixadas pelo Conselho de Administração de acordo com o disposto neste Estatuto.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração da Companhia poderá, a qualquer tempo, suspender, por prazo determinado, a possibilidade de cancelamento de Units prevista no § 1º deste artigo, na hipótese de início de oferta pública de distribuição primária e/ou secundária de Units, no mercado local e/ou internacional, sendo que neste caso o prazo de suspensão não poderá ser superior a 30 (trinta) dias.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

Parágrafo Terceiro - As Units que tenham ônus, gravames ou embaraços não poderão ser canceladas.

Artigo 42. As Units conferirão aos seus titulares os mesmos direitos e vantagens das ações depositadas.

Parágrafo Primeiro - O direito de participar das Assembléias Gerais da Companhia e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações representadas pelas Units, mediante comprovação de sua titularidade, cabe exclusivamente ao titular das Units.

Parágrafo Segundo - Os acionistas poderão ser representados em Assembléias Gerais da Companhia por procurador constituído na forma do Artigo 126 da Lei das S.A.

Parágrafo Terceiro - Na hipótese de desdobramento, grupamento, bonificação ou emissão de novas ações mediante a capitalização de lucros ou reservas, serão observadas as seguintes regras com relação às Units:

I - Caso ocorra aumento da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária registrará o depósito das novas ações e creditará novas Units na conta dos respectivos titulares, de modo a refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das Units, guardada sempre a proporção de 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia para cada Unit, sendo que as ações que não forem passíveis de constituir Units serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de Units.

II - Caso ocorra redução da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária debitará as contas de depósito de Units dos titulares das ações grupadas, efetuando o cancelamento automático de Units em número suficiente para refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das Units, guardada sempre a proporção de 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia para cada Unit, sendo que as ações remanescentes que não forem passíveis de constituir Units serão entregues diretamente aos acionistas, sem a emissão de Units.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1- ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2005	4 - 31/12/2004	5 - 31/12/2003
1	Ativo Total	1.310.993	895.499	859.143
1.01	Ativo Circulante	404.277	349.176	271.617
1.01.01	Disponibilidades	154.296	143.723	62.995
1.01.01.01	Disponibilidades e Aplicações Fin.	154.296	143.723	62.995
1.01.02	Créditos	159.162	145.663	164.671
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	185.597	203.785	218.065
1.01.02.02	(-) Prov. p/ Cred. de Liq. Duvidosa	(26.435)	(58.122)	(53.394)
1.01.03	Estoques	3.358	2.806	6.094
1.01.04	Outros	87.461	56.984	37.857
1.01.04.01	Impostos a Recuperar	19.544	16.203	6.716
1.01.04.02	Serviços Perdidos	3.855	5.213	4.618
1.01.04.03	Baixa Renda	9.167	7.657	16.464
1.01.04.04	Pagamentos Antecipados	22.500	14.618	10.059
1.01.04.05	Imposto de Renda e C.S. Diferidos	21.480	0	0
1.01.04.06	Depósitos Judiciais	5.873	10.963	0
1.01.04.08	Outros Créditos a Receber	5.042	2.330	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	277.749	42.486	38.892
1.02.01	Créditos Diversos	277.749	42.486	38.892
1.02.01.01	Consumidores e Revendedores	16.538	19.350	25.262
1.02.01.02	Impostos a Recuperar	17.337	5.853	7.568
1.02.01.03	Pagamentos Antecipados	2.674	15.243	4.898
1.02.01.04	Imposto de Renda e C.S. Diferidos	237.801	0	0
1.02.01.05	Outros	0	0	1.164
1.02.01.06	Depositos Judiciais	3.399	2.040	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	628.967	503.837	548.634
1.03.01	Investimentos	221	34	0
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	221	34	0
1.03.01.03.01	Agio	0	0	0
1.03.01.03.02	Investimentos	221	34	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2005	4 -31/12/2004	5 -31/12/2003
1.03.02	Imobilizado	628.746	503.803	548.634
1.03.02.01	Imobilizado	817.508	645.775	631.341
1.03.02.02	(-) Obrigações Vinc. à Conc. do Serviço	(188.762)	(141.972)	(82.707)
1.03.03	Diferido	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2005	4 - 31/12/2004	5 - 31/12/2003
2	Passivo Total	1.310.993	895.499	859.143
2.01	Passivo Circulante	350.722	189.713	562.603
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	25.520	31.887	301.455
2.01.01.01	Encargos das Dívidas	199	567	27.263
2.01.01.02	Empréstimos e Financiamentos	25.321	31.320	200.495
2.01.01.03	Empresa Controladora	0	0	73.697
2.01.02	Debêntures	6.263	6.785	34.475
2.01.03	Fornecedores	117.306	71.648	163.217
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	55.540	40.653	28.336
2.01.05	Dividendos a Pagar	84.833	0	0
2.01.06	Provisões	17.808	13.260	6.771
2.01.06.01	Provisão para Férias e Encargos	11.360	8.960	6.771
2.01.06.02	Provisão para Contingências	6.448	4.300	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	43.452	25.480	28.349
2.01.08.01	Folha de Pagamento	684	767	976
2.01.08.02	Taxa de Iluminação Pública	6.475	4.113	5.658
2.01.08.03	Encargos de Consumidores	2.509	8.899	12.875
2.01.08.04	Outros	33.784	11.701	8.840
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	533.378	550.726	443.067
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	455.100	450.605	210.305
2.02.02	Debêntures	17.458	23.165	150.000
2.02.03	Provisões	58.506	71.529	57.341
2.02.03.01	Provisão para Contingências	47.487	61.362	48.549
2.02.03.02	Entidade de Previdência Privada	11.019	10.167	8.792
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.02.05	Outros	2.314	5.427	25.421
2.02.05.01	Ressarcimento Gerador - MAE	0	0	17.836
2.02.05.02	Tributos e Contribuições Sociais	2.314	5.427	7.585
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	426.893	155.060	(146.527)
2.05.01	Capital Social Realizado	155.000	667.118	512.049
2.05.02	Reservas de Capital	60	184.896	7.304
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2005	4 -31/12/2004	5 -31/12/2003
2.05.04	Reservas de Lucro	271.833	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	271.833	0	0
2.05.04.07.01	Reservas de Lucro	271.833	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	(696.954)	(665.880)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2005 a 31/12/2005	4 - 01/01/2004 a 31/12/2004	5 - 01/01/2003 a 31/12/2003
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	884.185	706.178	547.843
3.01.01	Fornecimento de En. Elétrica	870.797	670.786	521.502
3.01.02	Suprimento de En. Elétrica	1.031	1.634	2.629
3.01.03	Encargo de Capacidade Emergencial	1.399	20.719	15.546
3.01.04	Outras Receitas	10.958	13.039	8.166
3.02	Deduções da Receita Bruta	(218.741)	(180.053)	(125.256)
3.02.01	(-) ICMS sobre Venda de En. Elétrica	(125.964)	(96.740)	(73.571)
3.02.02	(-) COFINS	(58.392)	(45.863)	(16.722)
3.02.03	(-) PIS	(12.676)	(11.104)	(9.287)
3.02.04	(-) Cota p/ RGR	(10.894)	(10.006)	(12.805)
3.02.05	(-) ISS	(429)	(398)	(331)
3.02.06	(-) Encargo de Capacidade Emergencial	(10.386)	(15.942)	(12.540)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	665.444	526.125	422.587
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(413.040)	(361.013)	(316.129)
3.04.01	En. Elétrica Comprada p/ Revenda	(215.030)	(172.853)	(149.531)
3.04.02	Enc. Uso do Sist. de Transm. e Dist.	(47.569)	(54.688)	(41.028)
3.04.03	Custo da Operação - Pessoal	(27.126)	(40.031)	(31.975)
3.04.04	Custo da Operação - Material	(3.512)	(4.772)	(6.337)
3.04.05	Custo da Operação - Serv. Terceiros	(30.321)	(26.444)	(30.991)
3.04.06	Custo da Operação - Dep. e Amort.	(47.954)	(38.988)	(41.018)
3.04.07	Custo da Operação - CCC e CDE	(27.140)	(11.208)	(11.767)
3.04.08	Custo da Operação - Arr. e Alugueis	(537)	(692)	(627)
3.04.09	Custo da Operação - TFSEE	0	(510)	(555)
3.04.10	Custo da Operação - Outras	(11.484)	(958)	(2.300)
3.04.11	Custo dos Serv. a Terc. - Pessoal	(306)	(577)	0
3.04.12	Custo dos Serv. a Terc. - Material	(1.044)	(2.174)	0
3.04.13	Custo dos Serv. a Terc. - Serv. Terceiros	(981)	(4.238)	0
3.04.14	Custo dos Serv. a Terc. - Dep. e Amort.	(2)	0	0
3.04.15	Custo dos Serv. a Terc. - Arr. e Alugueis	(6)	0	0
3.04.16	Custo dos Serv. a Terc. - Outras	(28)	(2.880)	0
3.05	Resultado Bruto	252.404	165.112	106.458
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(135.334)	(194.516)	(154.207)
3.06.01	Com Vendas	(48.922)	(32.384)	(25.391)
3.06.01.01	Despesas com Vendas	(48.922)	(32.384)	(25.391)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(64.760)	(87.873)	(30.150)
3.06.02.01	Provisão (Reversão) de PDD e PCI	(16.955)	(27.405)	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/01/2005 a 31/12/2005	4 -01/01/2004 a 31/12/2004	5 -01/01/2003 a 31/12/2003
3.06.02.02	Despesas Administrativas	(31.394)	(34.638)	(23.460)
3.06.02.03	Honorários dos Administradores	(6.681)	(1.533)	(441)
3.06.02.04	Depreciação	(1.899)	(1.395)	(1.226)
3.06.02.05	Reversão (Provisão) de PDD e Conting.	(3.122)	(19.676)	2.317
3.06.02.06	Outras Despesas Operacionais	(4.709)	(3.226)	(7.340)
3.06.03	Financeiras	(21.652)	(74.259)	(98.666)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	60.472	55.611	41.671
3.06.03.01.01	Rendas Financeiras	41.051	40.393	12.682
3.06.03.01.02	Acrescimo Moratorio de Energia Vendida	19.421	15.218	28.989
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(82.124)	(129.870)	(140.337)
3.06.03.02.01	Encargos das Dívidas	(17)	(40.133)	(82.682)
3.06.03.02.02	Variações Monetárias e Cambiais	(1.930)	(35.717)	(18.062)
3.06.03.02.03	Juros dos Empréstimos e Financiamentos	(75.928)	(51.115)	(32.971)
3.06.03.02.04	Outras	(4.249)	(2.905)	(6.622)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	117.070	(29.404)	(47.749)
3.08	Resultado Não Operacional	706	(1.670)	(5.250)
3.08.01	Receitas	872	5.036	611
3.08.02	Despesas	(166)	(6.706)	(5.861)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	117.776	(31.074)	(52.999)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(17.406)	0	0
3.10.01	Contribuição Social	(4.614)	0	0
3.10.02	Imposto de Renda	(12.792)	0	0
3.11	IR Diferido	259.281	0	0
3.11.01	IR/CSLL Diferido	259.281	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	359.651	(31.074)	(52.999)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/01/2005 a 31/12/2005	4 -01/01/2004 a 31/12/2004	5 -01/01/2003 a 31/12/2003
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	16.030.576.511	16.030.576.511	523.724.322
	LUCRO POR AÇÃO	0,00003		
	PREJUÍZO POR AÇÃO			(0,00011)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

19.08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2005 A 31/12/2005 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	667.118	184.896	0	0	(696.954)	155.060
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	(2.985)	(2.985)
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	(512.118)	0	0	0	512.118	0
5.03.01	Redução do Capital Social	(512.118)	0	0	0	512.118	0
5.04	Realização de Reservas	0	(184.836)	0	0	184.836	0
5.04.01	Utilização de reservas de capital	0	(184.836)	0	0	184.836	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	359.651	359.651
5.07	Destinações	0	0	0	271.833	(356.666)	(84.833)
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	17.833	(17.833)	0
5.07.02	Dividendos Propostos	0	0	0	0	(84.833)	(84.833)
5.07.03	Reserva Especial	0	0	0	254.000	(254.000)	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	155.000	60	0	271.833	0	426.893

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

19.08.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2004 A 31/12/2004 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL			5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
			CAPITAL	7.304	0				0	(665.880)
5.01	Saldo Inicial	512.049								
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0								0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	155.069								155.069
5.03.01	Redução do Capital Social	0								0
5.03.02	Aumento do Capital Social	155.069								155.069
5.04	Realização de Reservas	0								0
5.04.01	Utilização de reservas de capital	0								0
5.05	Ações em Tesouraria	0								0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0						(31.074)		(31.074)
5.07	Destinações	0								0
5.07.01	Reserva Legal	0								0
5.07.02	Dividendos Propostos	0								0
5.07.03	Reserva Especial	0								0
5.08	Outros	0								0
5.08.01	Prêmio Emissão de Debentures	0								177.592
5.09	Saldo Final	667.118							(696.954)	155.060

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
--

19.08.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2003 A 31/12/2003 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL			5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO		7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
			7.304	0	0		0	0		(612.880)	(93.527)
5.01	Saldo Inicial	512.049	7.304	0	0	0	0	0	(612.880)	0	(93.527)
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03.01	Aumento de Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	0	0	0	(52.999)	0	(52.999)
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.08.01	Prêmio Emissão de Debentures	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	512.049	7.304	0	0	0	0	0	(665.879)	0	(146.526)

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

87

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2005

MISSÃO

Fornecer energia elétrica para o Maranhão com qualidade, custo adequado e de forma rentável, gerando os recursos necessários para a expansão e melhoria do fornecimento de energia.

VISÃO

Ser a melhor e mais rentável empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil.

VALORES

- Foco em Gente
- Ênfase na Meritocracia
- Obstinação pelo Lucro
- Compromisso com nossos Clientes
- Ética e Integridade
- Simplicidade e Foco
- Transparência e Comunicação
- Excelência, Qualidade e Segurança
- Comunidade e Meio Ambiente

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

ÍNDICE

Apresentação da Companhia	- Despesas Operacionais
Síntese do Desempenho	- EBITDA
Principais Resultados	- Resultado do Serviço – EBIT
Aspectos Macroeconômicos	- Resultado Financeiro
Aspectos Regulatórios	Captação de Recursos e Endividamento
Mercado	- Dívida Bruta
- Mercado de Energia Elétrica no Maranhão	- Dívida Líquida
- Venda de Energia	- Condições do Endividamento
- Compra de Energia	Gente
Atendimento aos Clientes	- Colaboradores
Recuperação de Energia	- Treinamento e Desenvolvimento
Aspectos Operacionais	- Segurança do Trabalho
- Investimentos e Expansão	- Planos Previdenciários - FASCEMAR
- Universalização – Programa Luz para Todos (PLPT)	Responsabilidade Social
- Indicadores de Qualidade	Meio Ambiente
Análise do Desempenho Econômico-Financeiro	Aspectos Societários
- Receita Bruta	Conclusão
- Deduções da Receita Operacional Bruta	
- Receita Líquida	
- Arrecadação	
- Custo da Energia	
- Custo da Operação e dos Serviços Prestados a Terceiros	

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

APRESENTAÇÃO DA COMPANHIA

A Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, empresa que atua na distribuição e comercialização de energia elétrica em todo o estado do Maranhão, mediante concessão federal, apresenta os seus resultados do exercício findo em 31 de dezembro de 2005, tendo as suas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME.

Durante o ano de 2005, a CEMAR distribuiu 2.797 GWh, representando um crescimento de 7,8% em relação a 2004, onde foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes. Tal fato elevou a quantidade absoluta de consumidores para 1.254.399 – já considerados os desligamentos dos consumidores existentes; enquanto que em 2004, a base de consumidores era de 1.161.283, representando um aumento de 8,0% na comparação entre os períodos.

O ano de 2005 foi marcado especialmente por três eventos importantes, a saber: i) o processo de revisão tarifária, ii) o desenvolvimento efetivo do Programa Luz Para Todos, e iii) a implantação do novo sistema de gestão comercial.

O processo de revisão tarifária, previsto nos contratos de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica, aconteceu em 2005 pela primeira vez no caso da CEMAR, e a sua realização está prevista para se repetir a cada quatro anos. Este processo tem como objetivo redefinir o nível das tarifas de fornecimento de energia elétrica, baseando-se em custos operacionais eficientes e na adequada remuneração sobre os investimentos realizados de forma eficiente e prudente pelas empresas. Como resultado deste processo, a CEMAR obteve um reajuste médio para as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica de 10,96%.

O segundo evento, foi o avanço do Programa Luz para Todos na área de concessão da CEMAR. Este Programa é uma iniciativa do Governo Federal em parceria com os Governos Estaduais e as distribuidoras de energia do país, cujo objetivo é promover a universalização da eletrificação na zona rural brasileira, cuja previsão de estar totalmente energizada ocorrerá até o final do ano de 2008.

Por último, ocorreu a finalização do processo de implantação do novo Sistema Comercial concebido com as melhores práticas do setor de energia elétrica, altamente flexível e parametrizável, que permite todo o gerenciamento do cadastro, atendimento, serviços, medição, faturamento, arrecadação, contabilização e cobrança.

Simultaneamente, a Companhia retomou a sua capacidade de investimento na expansão e na modernização da sua rede de distribuição de energia elétrica, com um amplo plano de investimento centrado na busca de ganhos de eficiência. Em 2005, foram realizados investimentos necessários para o cumprimento das obrigações previstas em nossos contratos de concessão no montante total de R\$232,4 milhões.

Em 2005, apresentamos uma receita operacional bruta de R\$884.185 mil correspondendo a uma receita operacional líquida de R\$665.444 mil, um EBITDA de R\$188.578 mil (EBITDA Ajustado de R\$204.507 mil) e um lucro líquido de R\$359.651 mil.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

SÍNTESE DO DESEMPENHO

Indicadores Econômicos (Valores R\$ mil)	2005	2004	Var. %
Receita Operacional Bruta	884.185	706.178	25,2
Receita Operacional Líquida	665.444	526.125	26,5
Lucro Operacional Bruto	252.404	165.112	52,9
EBITDA	188.578	85.238	121,2
Resultado do Serviço – EBIT	138.722	44.855	209,3
Resultado Financeiro	(21.651)	(74.259)	70,8
Lucro/Prejuízo Líquido	359.651	(31.074)	-

Indicadores Financeiros (Valores R\$ mil)	2005	2004	Var. %
Ativo Total	1.310.993	895.499	46,4
Patrimônio Líquido	426.893	155.060	175,3
Investimentos	232.360	45.557	410,0
Dívida Financeira Total	504.342	512.441	-1,6
Dívida Financeira Líquida ⁽¹⁾	350.046	368.718	-5,1
Dívida Financeira Líquida / Patrimônio (%)	0,82	2,38	-

Ações	2005	2004	%
Lucro (Prejuízo) Líquido por Lote de 1.000 Ações (R\$)	0,02244	(0,00193)	-

⁽¹⁾ Dívida líquida = Dívida Bruta - Disponibilidades Totais da Cia.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

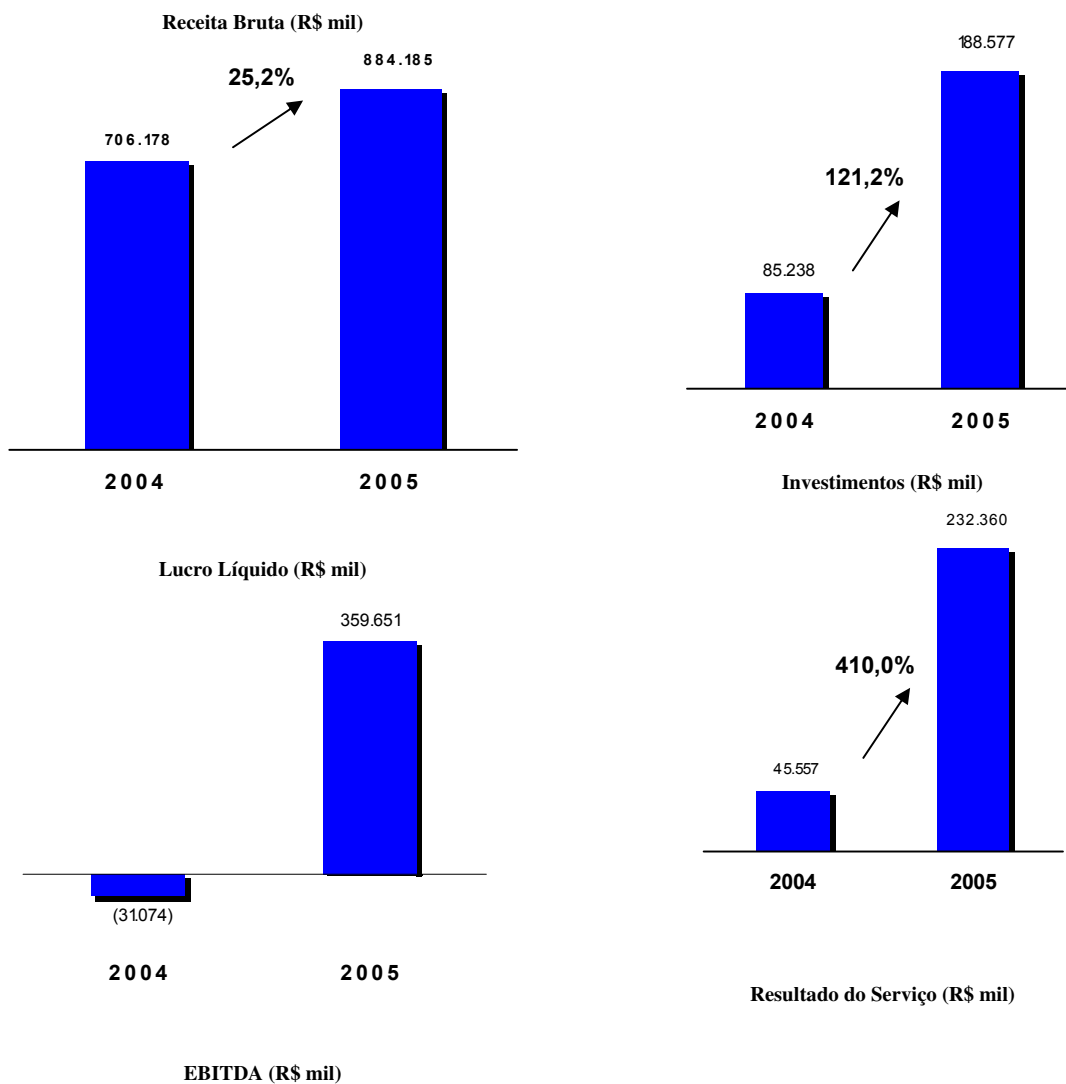
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : **COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO**

PRINCIPAIS RESULTADOS

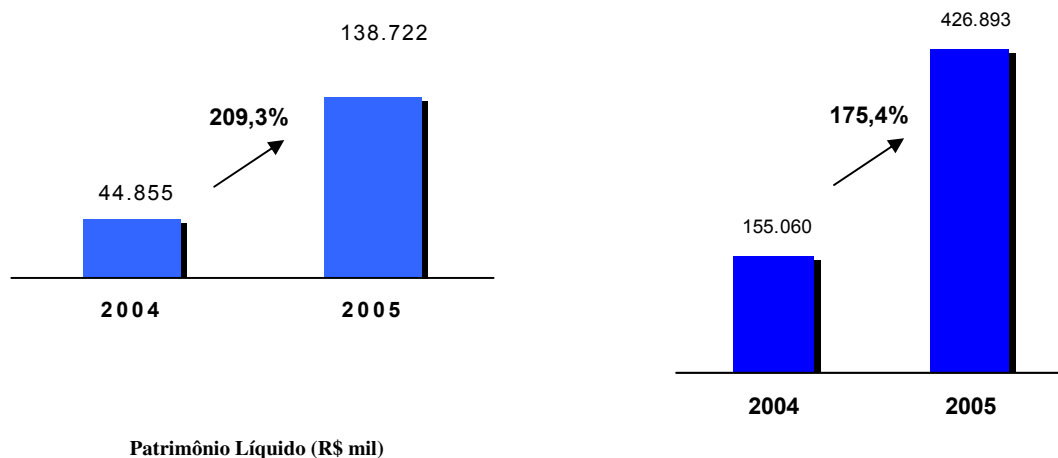


99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO



ASPECTOS MACROECONÔMICOS

O consumo de energia elétrica está altamente correlacionado com o crescimento do PIB. Nesse contexto, o fator mais relevante para a CEMAR é o consumo de energia elétrica da economia região Nordeste do Brasil.

De acordo com os dados encerrados para o período acumulado doze meses até novembro de 2005, observamos que o consumo na região Nordeste obteve um crescimento de 5,4%, sendo este superior ao crescimento nacional de 4,6% mesmo período.

A escolha do Governo Federal em manter a política econômica do governo anterior, enfatizando ainda mais a responsabilidade fiscal e a austeridade monetária, criou um ambiente propício para redução dos índices de inflação. Abaixo listamos as principais variáveis que descrevem o comportamento da economia no ano de 2005:

- 2,2% de crescimento nominal do PIB;
- Taxa de câmbio de R\$2,44 em 31 de dezembro de 2005;
- Saldo da balança comercial em US\$ 44,7 bilhões acumulado em 2005;
- Superávit fiscal primário (exclui o pagamento de juros) 4,84% do PIB;
- Taxa de Juros de longo Prazo – TJLP de 9,75% em 31 de dezembro de 2005; e
- 1,2% de inflação medida pelo IGP-M e 5,7% de inflação medida pelo IPC-A acumulado em 2005.

O ano de 2005 não observou um crescimento expressivo da inflação como o de 2004, em que o crescimento foi de 4,9%, em parte pelas altas taxas de juros e pela crise política que paralisou diversos projetos de investimento do governo e as reformas institucionais em tramitação no Congresso Nacional.

A inflação medida pelo IPCA/IBGE foi reduzida para 5,7% e o IGP-M/FGV para 1,2%, um dos menores índices de inflação já observados na história do país, fruto da política monetária baseada na manutenção de juros reais elevados do BACEN e meta de superávit fiscal primário elevado.

Em 2005, também foi verificado o recorde histórico na balança comercial brasileira no montante de US\$44,7 bilhões.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

A tabela a seguir mostra os dados do crescimento real do PIB, inflação, taxa de juros e taxa de câmbio para os anos indicados:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Indicadores Econômicos Selecionados (%) ¹	2005	2004	2003	2002
Var. % - PIB	2,20	4,94	0,54	1,93
Inflação (IPCA) ²	5,70	7,60	9,30	12,50
Inflação (IGP-M) ³	1,21	12,40	8,70	25,30
Taxa TJLP ⁴	9,75	9,75	11,00	10,00
Taxa do CDI ⁵	19,10	16,40	23,30	19,20
Taxa de Câmbio	2,44	2,93	3,07	2,93

ASPECTOS REGULATÓRIOS

Em 22 de agosto de 2005, encerrou-se o processo de revisão tarifária, com a divulgação pela ANEEL do novo reposicionamento tarifário da Companhia. Como resultado deste processo, a CEMAR obteve um reajuste médio para as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica de 15,95%.

Entretanto, a ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 196, de 22 de agosto de 2005, autorizou, apenas o repasse de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, tais como repasse da CVA de energia, PIS/COFINS e Campanhas de Medidas e Reavaliação de Ativos. O recebimento pela CEMAR da diferença do índice, foi diferido em três parcelas que serão recebidas nos anos de 2006, 2007 e 2008.

Apresentamos abaixo a tabela com a evolução das tarifas dos clientes cativos da CEMAR no período em referência e o reflexo destas variações nos resultados da CEMAR, levando-se em consideração os reajustes tarifários efetivamente pagos por nossos consumidores, baseado nos Reajustes Anuais e na Revisão Tarifária Periódica determinadas pela ANEEL.

	2005	2004	2003
Ocorrência na Data	Revisão Tarifária	Reajuste Anual	Reajuste Anual
Aumento Verificado ⁶	10,96% ⁷	19,73% ⁸	27,39% ⁹

¹ Fontes: Fundação Getulio Vargas, BACEN.

² Índice de Preços ao Consumidor Ampliado, apurado pelo IBGE.

³ Índice Geral de Preços - Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.

⁴ Representa a taxa de juros aplicada pelo BNDES para financiamento de longo prazo (fim do período).

⁵ Taxa de CDI - Representa a média das taxas interbancárias de um dia no Brasil (acumulada por períodos mensais, anualizada).

⁶ Reflete a Revisão Tarifária total homologada pela ANEEL de 15,95%, cujo reposicionamento tarifário será implementado em duas etapas: (i) a primeira, correspondente ao percentual de 7,16%, foi repassada para a tarifa em 2005 e (ii) a diferença será repassada para a tarifa ao longo dos próximos 3 anos, gerando a Receita Tarifária Diferida - RTD.

⁷ O valor total da Revisão Tarifária para 2005 é de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, tais como repasse da CVA de energia, PIS/COFINS e campanhas de medidas e reavaliação de ativos.

⁸ O Reajuste anual em 2004 de 19,73%, reflete o IRT - Índice de reajuste Tarifário contratual de 16,47%, o percentual de 0,068% referente aos custos de implantação do PERCEE e o complexo de 3,184% referentes aos valores de CVA de anos anteriores.

⁹ O Reajuste anual em 2003 de 27,39%, reflete o IRT contratual de 26,78%, o percentual de 0,61% referente aos custos de implantação do PERCEE.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

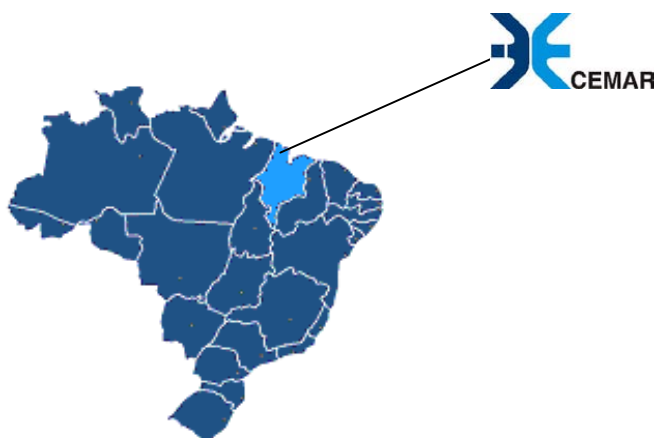
03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Fator X ¹⁰	1,1829%	N/A	N/A
Realinhamento Aplicado no Ano	sim	sim	Sim
Situação Última Revisão	Definitiva	N/A	N/A

MERCADO



Municípios atendidos	217
Habitantes (milhões)	5,6
Clientes (mil)	1.254
Área de Concessão (Km ² mil)	333
Colaboradores	1.292

Mercado de Energia Elétrica no Maranhão

A CEMAR tem sua atuação no Estado do Maranhão, com uma área de abrangência de 333.366 km², correspondendo a 3,91% do território nacional, e com uma população estimada em 5,6 milhões de habitantes. A Empresa, no final de 2005, atingiu aproximadamente a 1.254.392 consumidores cativos, distribuídos por 217 municípios.

Com base na tabela abaixo, a CEMAR é a 2ª maior distribuidora do Nordeste em extensão da área de concessão, estando entre as 3 maiores empresas do Estado do Maranhão.

Distribuidora	Estado	Nº de Municípios	Nº Clientes (Dez/04)	Posição Clientes	Consumo (GWh 2004)	Posição Consumo	Área de Concessão	Posição Área
COELBA	BA	415	3.488.492	1	9.720	1	563.374	1
CEMAR	MA	217	1.161.283	4	2.570	5	333.366	2
CEPISA	PI	223	695.564	7	1.496	9	252.379	3
COELCE	CE	184	2.230.270	3	6.145	3	146.348	4
CELPE	PE	186	2.362.299	2	7.385	2	102.745	5

¹⁰ O Fator X é composto pelos seguintes fatores: Xa, que reflete a diferença entre os índices de inflação IPC-A e o IGP-M nos custos totais de pessoal da CEMAR, o Xc que reflete o índice de satisfação do cliente conforme pesquisa da ANEEL e o Xe que reflete os ganhos de produtividade da concessionária. O fator Xe foi estabelecido em 1,1829% pela Nota Técnica da ANEEL nº 275/2005 de 5 de setembro de 2005. Os fatores Xa e Xc serão definidos nos reajustes anuais após a revisão tarifária.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

SAELPA	PB	216	863.792	5	2.294	6	55.055	6
COSERN	RN	167	816.698	6	3.079	4	53.307	7
CEAL	AL	102	657.908	8	1.963	7	27.933	8
ENERGIPE	SE	63	451.833	9	1.633	8	17.465	9
SULGIPE	SE	14	89.141	11	194	11	6.324	10
BORBOREMA	PB	6	135.333	10	544	10	1.984	11
NORDESTE			12.952.613		37.023		1.560.280	

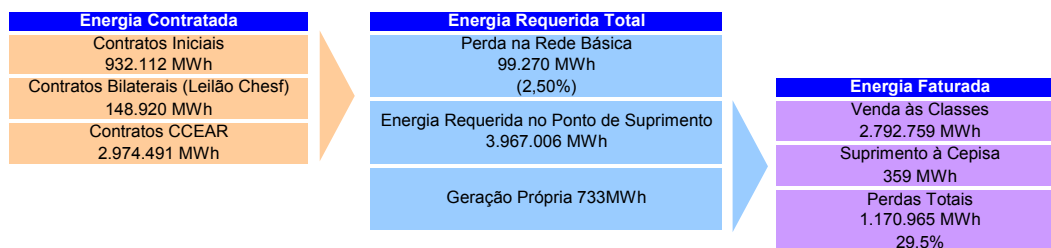
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

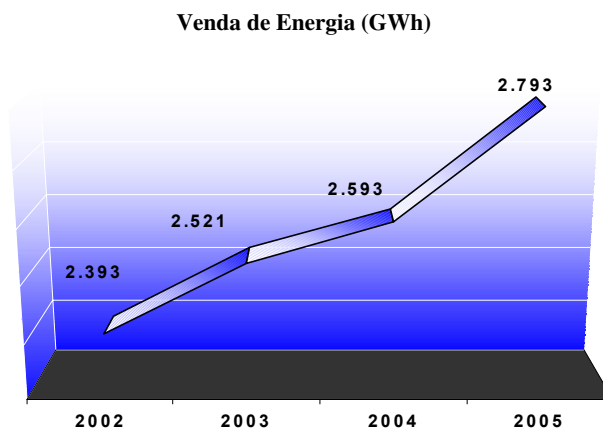
Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

No quadro a seguir demonstramos o Balanço Energético da CEMAR no exercício de 2005:



Venda de Energia

Nos últimos 5 anos, a energia faturada pela Companhia tem crescido a taxas consistentes. Em 2005, o consumo de energia foi equivalente a 2.792.759 MWh, com um crescimento de 7,7% em relação a 2004.



A tabela abaixo demonstra a evolução das vendas de energia por classe de consumo nos períodos de 2005 e 2004.

Evolução das Vendas de Energia			
<i>Por classe de consumo (GWh)</i>	2005	2004	%
Residencial	1.127,2	1.045,8	7,8
Industrial	441,7	424,3	4,1
Comercial	552,4	505,8	9,2
Rural	108,0	92,9	16,3
Poder Público	188,4	170,0	10,8
Iluminação Pública	179,7	167,2	7,5

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Serviço Público	190,3	182,1	4,5
Consumo Próprio	5,0	5,2	-3,7
Total	2.793	2.593	7,7

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

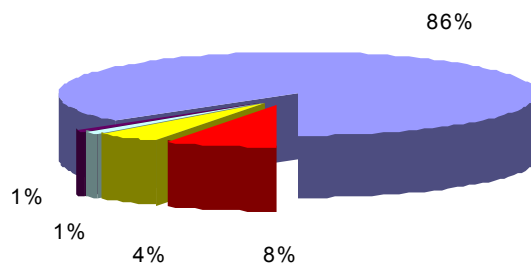
03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Durante o ano de 2005, foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes da Companhia, elevando a quantidade absoluta de consumidores de 1.161.283 no final de 2004 para 1.254.399 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 – já considerados os desligamentos dos consumidores existentes – o que representou um aumento de 8,0%.

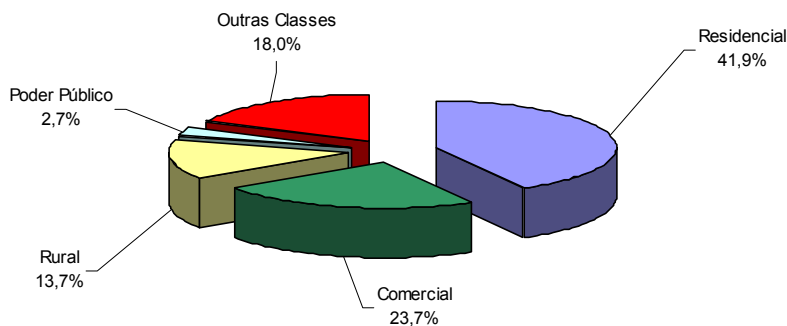
Participação dos Clientes por Classe (%)



■ Residencial ■ Comercial ■ Rural ■ Poder Público ■ Outras Classes

Em 2005, a composição de nossa receita de fornecimento às classes de consumo foi a seguinte: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

Composição das Vendas de Energia (%)



Na classe residencial, o consumo médio em 2005 foi de 86,9 kWh/mês, permanecendo em um patamar equivalente aos 86,7 kWh/mês auferidos em 2004.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

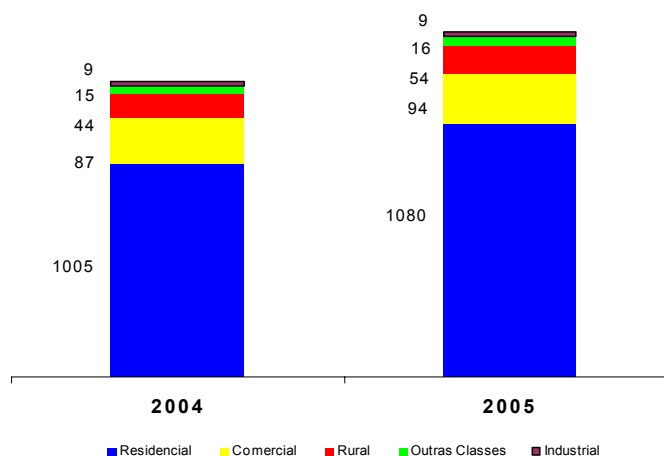
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : **COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO**

Evolução do Número de Clientes (mil)



O número total de consumidores da classe de baixa renda em 2005 foi de 730.007 versus 716.193 consumidores em 2004, representando um incremento de 1,9% na comparação entre os períodos. A participação desta classe de consumidores, que apresentam um consumo médio mensal de energia de 56,2 KWh, atingiu a marca de 67,6% do total dos consumidores da classe residencial e 58,1% do número total dos consumidores da CEMAR.

Compra de Energia

No ano de 2005, a energia comprada pela CEMAR correspondeu a um volume total de 4.056 GWh. Dentro deste valor, o montante de 73,3% foi contratado através dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR's), 22,9% através dos contratos iniciais com a Eletronorte e a CEPISA, e o restante de 3,8%, foi contratado da CHESF por intermédio dos leilões de compra e venda de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com as regras do Novo Modelo do Setor Elétrico, a CEMAR adquiriu energia para o ano de 2005, através dos Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, de 12 geradoras do país através do Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes (Mega Leilão), realizado em 07 de dezembro de 2004.

Durante o ano de 2005, foram realizadas a redução e a compensação dos montantes dos contratos do CCEAR's, através da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD, onde as distribuidoras com sobras contratuais de energia puderam repassar para as distribuidoras com déficit de energia os seus contratos.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, durante o ano de 2005 realizou leilões de venda de "Energia Velha" em abril de 2005, e em dezembro de 2005 ocorreu o primeiro leilão de energia dos Novos Empreendimentos com contratos de compra de energia elétrica distintos, cobrindo o período de 2005 a 2015. Adicionalmente, foram assinados contratos de compra de energia nova com início em 2008, 2009 e 2010, abrangendo períodos de 15 a 30 anos.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Atendimento aos Clientes

A CEMAR, em 2005, centralizou o atendimento aos Clientes Corporativos, reunindo todas as informações de relacionamento em uma única base e criou um Contact Center, com acesso através de 0800, fax e e-mail, visando melhorar o relacionamento com esses clientes e proporcionar um nível de serviço personalizado e eficaz.

Através dessa base de dados, a Companhia criou novos produtos e serviços que agregam valores para as empresas, tais como: a Energia Mega Flex, que incrementou o faturamento da empresa em aproximadamente R\$400 mil reais no ano; a emissão de fatura eletrônica por e-mail e; os “diagnósticos energéticos” baseados na adequação de tarifa e de demanda, verificação de adequação da capacidade instalada comparada à utilização dos equipamentos e as dicas de eficiência energética.

Em 2005, o atendimento via Call Center foi ampliado para todo o Estado do Maranhão, cobrindo os 217 Municípios. Através do volume das mais de 1.600.000 chamadas atendidas durante o ano de 2005, percebe-se a consolidação como o principal canal de acesso dos clientes à Companhia.

Buscando ampliar a capilaridade e melhorar a qualidade do atendimento, a CEMAR, implantou uma nova forma de atendimento aos clientes com modernos postos de atendimento em áreas estratégicas da Grande São Luís. Adicionalmente, a Companhia lançou a campanha, “é a Cemar mais perto de você”, que foi veiculada nos meios de comunicação do Estado, e contou com diversas ações para trazer maior agilidade e comodidade no atendimento.

Dentre as ações desenvolvidas, podemos destacar: atualização cadastral, alteração de data de vencimento e emissão de segunda via das contas, consulta e parcelamento de débito, pedidos de ligação nova e provisória, pedidos de religação, informações sobre segurança e a ampliação dos serviços oferecidos através do site da CEMAR como a emissão da segunda via e o extrato de débito, entre outras possibilidades.

Recuperação de Energia

A Companhia encerrou o exercício de 2005, com uma perda global anual de 29,5%. A redução obtida neste período foi de 0,4 ponto percentual, invertendo assim a tendência ascendente registrada nos exercícios de 2003 e 2004.

Este resultado está relacionado a retomada do processo dos investimentos conjugado com a melhor qualificação dos equipamentos de medição, principalmente para os maiores clientes de alta tensão e a estruturação do processo organizacional para o combate às perdas, baseado na centralização das atividades de recuperação de energia em uma única gerência.

Além da continuidade dos pontos mencionados acima, novos projetos fazem parte do planejamento para 2006, tais como: a medição dos principais alimentadores, a qualificação da medição dos maiores clientes da Companhia, incluindo novas tecnologias de tele-medição, e a contratação de novas equipes de recuperação de energia para o processo de fiscalização em campo.

As perdas de energia são inerentes à operação de qualquer sistema elétrico, e devem ser contidas em níveis adequados, que resultem em um equilíbrio entre investimentos e custo anual das perdas.

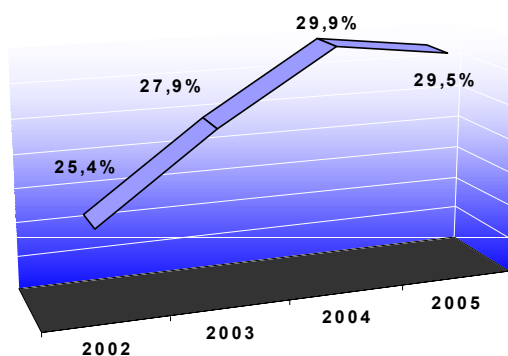
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : **COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO**

Evolução Anual das Perdas (%)



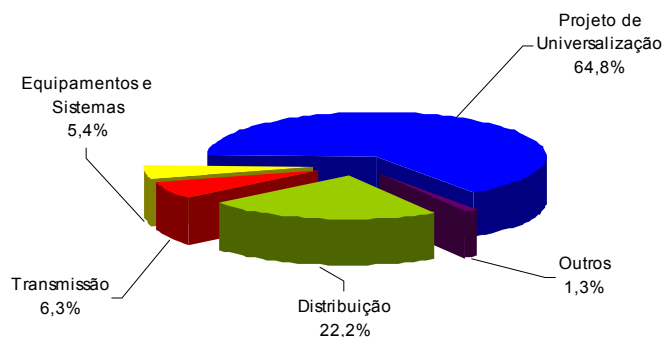
ASPECTOS OPERACIONAIS

Investimentos e Expansão

A CEMAR tem investido de forma planejada e estratégica na recuperação da rede elétrica do Maranhão. Em 2005, o investimento em ativos permanentes da Companhia, incluindo o Programa Luz para Todos, foi de R\$232.360 mil, contra um investimento de R\$45.557 mil em 2004, representando um crescimento de 410,0%, onde tais investimentos foram voltados para a modernização, ampliação e melhoria de todo o sistema elétrico do estado do Maranhão.

Em 2005, foram investidos R\$51.561 mil na manutenção do sistema de distribuição, R\$14.751 mil na expansão, R\$12.454 mil na modernização de equipamentos e sistemas, R\$150.614 mil no programa de universalização e R\$2.980 mil em outras áreas.

Investimento por Atividade (%)



99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Entre as principais ações realizadas ao longo de 2005, destacam-se as obras de recondução e construção de alimentadores, instalação de banco de capacitores e de reguladores de tensão, construção de *bay's* de saída em subestações, ampliação das subestações, expansão da rede de distribuição, implantação do sistema de gestão-referenciada e cadastramento da rede – GEOREDE. Como perspectiva de médio prazo, estão previstos para 2006 investimentos para automação da rede elétrica, construção de novas subestações, linhas de transmissão e do anel de suprimento para São Luís.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

A aquisição de equipamentos, as obras de manutenção e expansão da rede elétrica e ações preventivas, trouxeram melhorias na qualidade da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, desenvolvidos sob a forma de:

- Construção de alimentadores para flexibilização do sistema;
- Substituição de condutores e renivelamento da rede;
- Regularização do padrão dos transformadores;
- Regularização da proteção das redes de alta, média e baixa tensão; e
- Eliminação de gambiarras.

Investimento em Subtransmissão		
Período	Linhas de Subtransmissão (Km)	Subestações (MVA)
2002	0	3
2003	0	18,75
2004	0	33,75
2005	90	85,25
Total	90	140,75

Em São Luís especificamente, foi implantado um novo padrão na rede da orla marítima, composta por materiais mais modernos e resistentes, incluindo a troca dos isoladores convencionais e cabos condutores de alumínio por componentes mais resistentes às intempéries tais como: sal, ventos e chuvas.

Além disso, a CEMAR instalou novos transformadores para aumentar a potência do local e atender às novas demandas dos consumidores, intensificou a manutenção preventiva regular na área da Avenida Litorânea e dos bairros adjacentes, áreas mais atingidas pelo salitre, e realizou com um maior planejamento a lavagem da rede elétrica para diminuir os prejuízos causados a mesma.

Tudo isso teve efeito concreto e imediato, garantindo um fornecimento de maior qualidade e confiabilidade na área, que além de ser um ponto turístico importante da capital, conta com uma série de empreendimentos comerciais que precisam do fornecimento confiável de energia elétrica, representado por hotéis, bares, restaurantes, pousadas, lanchonetes e sorveterias.

Dentro da política de investimentos para modernização do seu parque elétrico, a CEMAR realizou importantes obras de reformas e ampliações de subestações em todo o Estado, conforme descrito na tabela a seguir:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

SUBESTAÇÃO	OBRA	INÍCIO	CONCLUSÃO
Açailândia	Reforma Estrutural do Pátio de 69 kV.	Jan/05	Abr/05
Encruzo	34,5/13,8KV - Ampliação 3,25 MVA	Abr/05	Abr/05
Turú	Ampliação para 2X25MVA e 02 Bays de 13,8 kV.	Jan/05	Mai/05
Itaqui	Instalação de novos cubículos de 13,8 kV.	Abr/05	Mai/05
São Domingos	01 Bay de 13,8 kV para Fortuna	Jun/05	Jul/05
Buriticupú	69 /13,8KV - Ampliação 12,5 MVA	Jun/05	Jul/05
Santa Inês, Bacabal, Três Marias, Nova Olinda, Coelho Neto, Sítio Novo, Fortaleza dos Nogueiras e Açailândia	Instalação de relés com a função localizador de falta de energia.	Fev/05	Jul/05
Imperatriz	Instalação de Bancos Capacitores 1X2,4MVAr	Jul/05	Ago/05
Balsas	Ampliação para 01X6,25 MVA + 01X 10/12,5 MVA	Abr/05	Ago/05
Godofredo Viana	Banco Capacitor 01X 0,6 MVA e Bay de 13,8 kV	Jul/05	Set/05
Três Marias	Instalação de Bancos Capacitores 1X2,4MVAr	Jul/05	Set/05
Sítio Novo	01 Bay de 13,8 kV e 34,5 kV	Ago/05	Out/05
São Mateus	69/13,8 KV - Ampliação 2X5/6,25 MVA	Ago/05	Out/05
São Bernardo	01 Bay 34,5 KV para Barro Duro	Ago/05	Nov/05
Barro Duro	Construção nova Subestação 2X3,25 MVA	Jun/05	Nov/05
Três Marias	69 /13,8KV - Ampliação 7,5/10MVA	Set/05	Dez/05

As obras mencionadas acima, garantiram uma maior confiabilidade do sistema e permitiram o aumento da carga disponibilizada, bem como ampliaram a possibilidade de atendimento aos novos clientes no sistema de distribuição de energia elétrica, inclusive para os clientes ligados através do Programa Luz para Todos.

Universalização – Programa Luz Para Todos (PLPT)

Municípios contemplados	116
Pessoas beneficiadas (mil)	200
Domicílios ligados (mil)	40
Obras concluídas	450
Obras em andamento	71

Através do Programa Luz para Todos, a Companhia já eletrificou mais de 40 mil novas unidades consumidoras em 116 municípios maranhenses, beneficiando mais de 200 mil pessoas. A CEMAR tem realizado com êxito todas as obras definidas no programa, as quais são determinadas pelo Comitê Gestor Estadual do Programa¹¹. Enquanto a empresa atua

¹¹ O Comitê Gestor do PLPT é presidido pelo Ministério das Minas e Energia – MME, representado pela ELETRONORTE, e composto pelo Governo Estadual, Federação dos Municípios do Estado do Maranhão (FAMEM), INCRA, Conselho Estadual de Segurança Alimentar e Nutricional (CONSEA), CEMAR, e a Federação dos Trabalhadores da Agricultura no Maranhão. O Comitê Gestor é

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

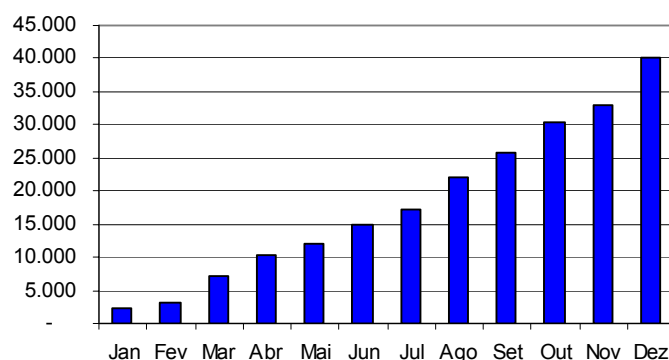
03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

como agente executor das obras, o Comitê tem, dentre outras atribuições, a responsabilidade de definir a relação dos municípios contemplados, baseando-se em critérios estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia. Além de ser a responsável pelas obras de eletrificação do projeto, a Companhia também contribui efetivamente com 15% dos recursos financeiros próprios para viabilizar a execução do programa no Maranhão.

Evolução do Número de Ligações



Para conhecer o andamento do Programa, o Ministro de Minas e Energia Silas Rondeau esteve em São Luís, em visita à sede da CEMAR. Na oportunidade, o Ministro elogiou o desempenho da CEMAR e falou da importância do Programa para o desenvolvimento do estado do Maranhão e do Brasil – “*O Luz para Todos é o maior programa de melhoria social do Governo Lula e fiquei satisfeito com os resultados apresentados pela CEMAR sobre o andamento das obras do Programa e o seu alcance nos municípios maranhenses.*”

Além do ministro, esteve também em São Luís o Diretor Nacional do Programa Luz para Todos, Raimundo Santana Lobato, que destacou o seguinte: “*o formato pioneiro adotado pela CEMAR no Maranhão, que prestigia e capacita a mão-de-obra das comunidades locais na execução das obras do Programa Luz para Todos, através de parceria com entidades como o CEFET, gerando trabalho e renda, está sendo inclusive modelo para outros Estados, a exemplo do Piauí.*”

Dando continuidade ao programa, a CEMAR tem como meta ultrapassar a barreira dos 100.000 consumidores conectados e mais de 500.000 beneficiados até o final de 2006. Até 2008, serão investidos aproximadamente R\$1 bilhão, beneficiando mais de um milhão de maranhenses.

Indicadores de Qualidade

Com o intuito de mensurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, a ANEEL instituiu dois indicadores para avaliar as condições da prestação de serviço das concessionárias, quais sejam: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Fornecedor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor).

responsável por todas as deliberações do programa, incluindo a relação de municípios beneficiados com o projeto, não cabendo esta decisão à CEMAR.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

No caso da CEMAR, em 2005, os dois indicadores apresentaram melhora em comparação ao ano passado, demonstrando a queda do número de interrupções no fornecimento, tanto em termos de duração quanto de frequência.

Em 2005, o DEC registrado pela Companhia foi de 54,6 horas, apresentando uma diminuição de 14,0% em relação ao ano de 2004, que foi de 63,4 horas.

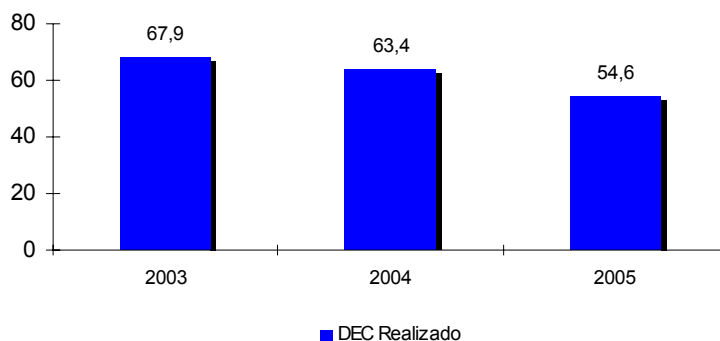
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

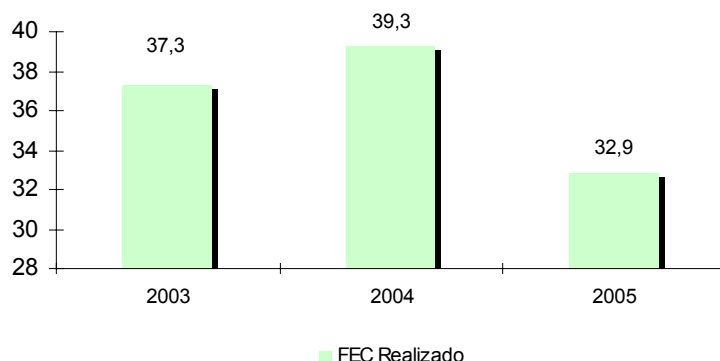
Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

DEC (Realizado CEMAR x limite ANEEL)



Da mesma forma, o FEC também apresentou uma melhora, evoluindo de 39,3 interrupções em 2004 para 32,9 em 2005, uma diminuição de 16,4%. Ambos indicadores estão melhores que as metas estabelecidas pela ANEEL.

FEC (Realizado CEMAR x limite ANEEL)



Acreditamos que essa evolução dos índices de qualidade em 2005 pode ser atribuída ao aumento no processo de automação, além de outras medidas de gestão, tais como investimentos no sistema de transmissão e distribuição (construção e automação de novas linhas e subestações), implantação de novos sistemas de gerenciamento informatizados e investimentos na manutenção corretiva do sistema.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho alcançado pela CEMAR em 2005 foi fruto da implementação do modelo de gestão, focado na eficiência operacional, ênfase na meritocracia, e na disciplina de redução dos gastos, alcançando o lucro de R\$359.651 mil, com reversão do prejuízo do exercício anterior de R\$31.074 mil.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Além disso, outros fatores contribuíram para esse desempenho, como o crescimento de 7,7% na venda de energia às classes de consumo e no processo da revisão tarifária, que proporcionou um aumento médio na tarifa de 10,96%.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

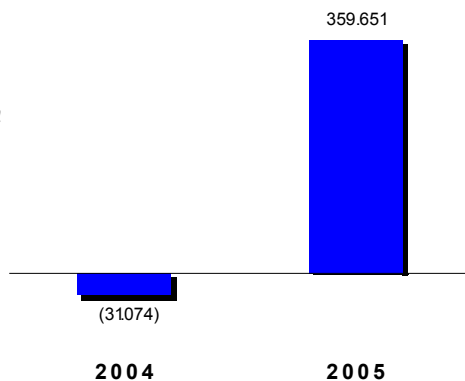
03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : **COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO**

Lucro Líquido (R\$ mil)

Reversão do resultado negativo em 2004

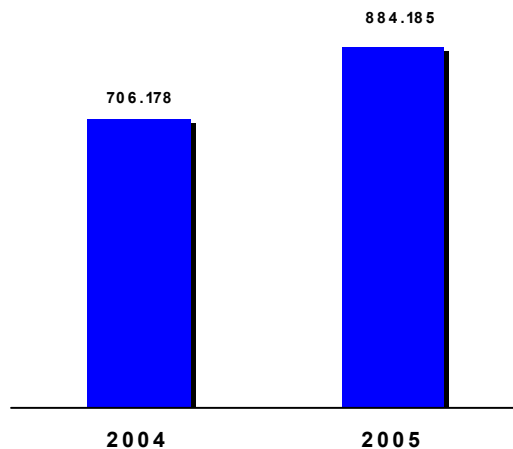


Receita Bruta

A receita operacional bruta da Companhia em 2005 foi de R\$884.185 mil, representando um aumento de 25,2% quando comparado com a receita operacional bruta verificada em 2004, que foi de R\$706.178 mil. Do aumento de R\$178.007 mil nas receitas operacionais brutas, R\$200.011 mil ocorreram no fornecimento de energia elétrica adicional, o que mais que compensou as reduções de R\$603 mil em suprimento de energia elétrica, R\$19.320 mil nos encargos da capacidade emergencial e R\$2.081 mil milhões em outras receitas.

Este aumento reflete os reajustes tarifários ocorridos no período, que elevaram o preço médio de energia distribuída em 17,1% além do aumento de 7,7% da quantidade de energia fornecida aos nossos clientes.

Aumento de 25,2% na Receita Bruta



Dentre os fatores determinantes para a elevação da receita no exercício de 2005, destacam-se:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : **COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO**

- A finalização do processo de revisão tarifária, cuja base regulatória definitiva foi aprovada pela ANEEL em 22 de agosto de 2005.
- Crescimento das classes de consumo, notadamente Rural, Poder Público e Comercial, em 16,3%, 10,8% e 9,2% respectivamente.
- Crescimento da base de clientes da Companhia em 8,0%, o que resultou numa elevação da demanda de energia na área de concessão de 7,7%.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Deduções da Receita Operacional Bruta

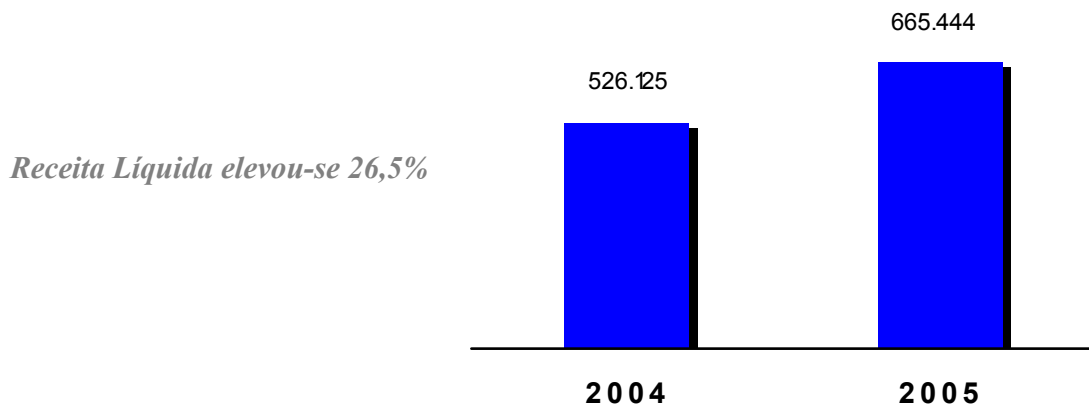
Em 2005, as deduções da receita operacional bruta cresceram 21,5%, de R\$180.053 mil em 2004 para R\$218.741 mil.

Entre os fatores que influenciaram este aumento tivemos: (i) o aumento dos valores pagos de impostos (ICMS, PIS e COFINS) devido à elevação da receita bruta mencionada no tópico anterior; e (ii) o impacto inicial da cobrança do ICMS sobre a parcela da subvenção da classe de Baixa Renda (alíquota de 12%) cuja cobrança iniciou-se a partir de novembro de 2004. Tal impacto foi parcialmente compensado pela redução de 35% do repasse do Encargo de Capacidade Emergencial - ECE, resultando numa atenuação do aumento na conta de deduções sobre a receita operacional da Companhia.

Receita Líquida

Em 2005, a Receita Líquida alcançou R\$665.444 mil, o que representa um crescimento de 26,5% em relação a 2004 que foi de R\$526.125 mil. Os principais fatores que influenciaram este aumento foram o aumento da receita bruta em 25,2% e a redução do ECE, já mencionados nos itens anteriores.

Receita Líquida (R\$ mil)



Arrecadação

Ao longo do ano de 2005, a arrecadação da Companhia alcançou 100,7% do faturamento. Apesar do percentual ter sido inferior ao de 2004, 104,2%, várias ações possibilitaram que o resultado continuasse expressivo, tais como:

- Criação da carteira de recuperação de crédito, com foco nos maiores devedores;
- Ação de negativação de clientes devedores, através da criação de estrutura para reforço na arrecadação (SPC/SERASA);
- Acompanhamento diário da carteira de Poder Público e Serviço Público, obtendo resultados expressivos de arrecadação; e
- Cobrança terceirizada para dívida acima de 180 dias.

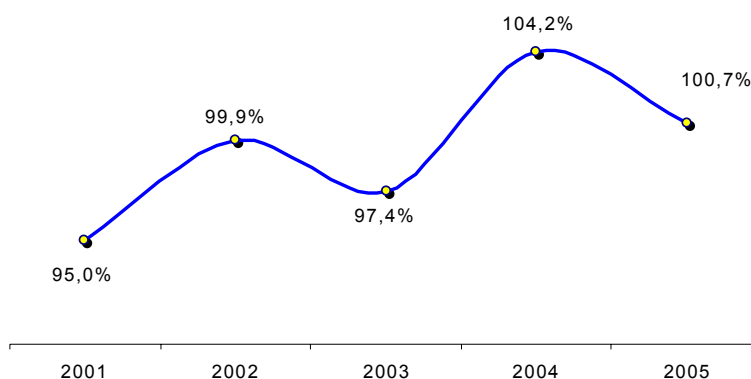
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Evolução Arrecadação / Faturamento



Custo da Energia

Em 2005, nossos custos do serviço de energia elétrica aumentaram 14,4%, passando de R\$361.013 mil em 2004 para R\$413.040 mil. Tal variação foi causada principalmente devido ao aumento do custo de energia elétrica comprada para revenda, que foi parcialmente mitigado por uma redução nos custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.

No entanto, como percentual da receita líquida, nossos custos da energia elétrica diminuíram de 68,6% em 2004 para 62,1% em 2005.

Energia Elétrica Comprada Para Revenda

O custo da energia elétrica comprada para revenda em 2005 foi de R\$215.030 mil, representando uma elevação de 24,4% quando comparada ao mesmo período de 2004 que foi de R\$172.853 mil, tal custo representando 81,9% do total do custo dos serviços de energia elétrica da CEMAR. Essa variação ocorreu basicamente em razão da elevação do custo da energia e do crescimento do volume de energia comprada pela CEMAR para atender ao aumento da demanda em sua área de concessão.

Encargos de Uso da Rede de Transmissão e Distribuição

Os custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$47.569 mil em 2005, comparado a R\$54.688 mil em 2004, representando uma redução de 13,0%. Esta redução deveu-se à finalização dos contratos iniciais de compra de energia, sob os quais se baseavam os valores cobrados dos encargos do uso do sistema, acarretando a migração dos valores da tarifa selo (mais cara) para a tarifa nodal (mais barata).

Custo da Operação e dos Serviços Prestados a Terceiros

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

O custo da operação e dos serviços prestados a terceiros da Companhia em 2005 aumentaram em 12,7%, de R\$133.472 mil em 2004 para R\$150.443 mil. No entanto, como percentual da receita líquida, o custo da operação diminuiu de 25,4% em 2004 para 22,6% em 2005.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

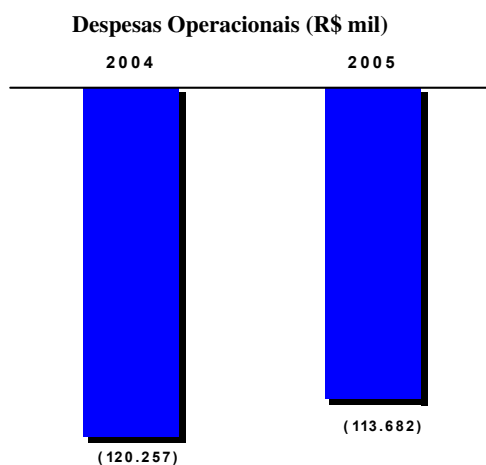
19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Despesas Operacionais

Em 2005, as despesas operacionais da CEMAR foram de R\$113.682 mil, comparado a R\$120.257 mil em 2004, representando uma diminuição de 5,5%. Este resultado deveu-se principalmente a diminuição na conta "Perdas com Créditos Incobráveis e Provisão (Reversão) de PDD" que teve uma redução de 38,1% e a provisão para contingências que apresentou uma queda de 84,1% no comparativo entre os períodos.

Adicionalmente, as despesas operacionais da Companhia como percentual da receita líquida, diminuíram de 22,9% em 2004 para 17,1% em 2005.



Em 2005, a Companhia apresentou ganhos de produtividade medidos pela redução das despesas gerenciáveis por consumidor de 17,8% em relação a 2004 (de R\$118,18 em 2004 para R\$97,12 em 2005), despesas gerenciáveis por MWh faturado de 17,6% em relação a 2004 (de R\$52,92 em 2004 para R\$43,62 em 2005) e do ganho de eficiência demonstrado pelo número de unidades consumidoras por colaborador que cresceu em 13,4% em relação a 2004 (de 856 em 2004 para 971 em 2005).

EBITDA

O "LAJIDA" (Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização), ou originalmente "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*), indica a capacidade de geração de caixa operacional de uma empresa.

O EBITDA é o lucro das operações ou o resultado dos serviços da empresa adicionado os custos de depreciação e amortizações, que são despesas econômicas e não financeiras, portanto, não oneram o caixa das empresas, e excluídos os impactos das receitas financeiras líquidas e do pagamento dos impostos diretos (Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL).

Em 2005, a Companhia alcançou o EBITDA de R\$188.578 mil, comparado a R\$85.238 mil em 2004, o que representou um aumento de 121,2% na comparação entre os períodos. O resultado alcançado aumentou a margem EBITDA de 16,2% em 2004 para 28,3% em 2005, representando um incremento de 12,1 pontos percentuais.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

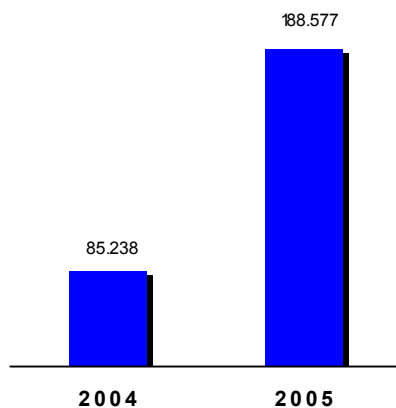
03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

EBITDA (R\$ mil)

*Crescimento do EBITDA de
121,2%*

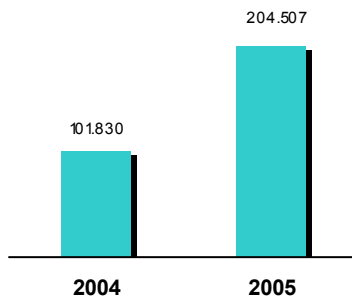


Em 2005, a Companhia alcançou o EBITDA Ajustado de R\$204.507 mil, comparado a R\$101.830 mil em 2004, o que representou um aumento de 100,8% na comparação entre os períodos. O resultado alcançado aumentou a margem EBITDA Ajustada de 19,4% em 2004 para 30,7% em 2005.

Demonstramos a seguir composição do EBITDA Ajustado da CEMAR em 2005 (comparativamente a 2004), considerando a exclusão das seguintes despesas não recorrentes: despesas com reestruturação – R\$6.231 mil (em 2004 – R\$3.807 mil), despesas com a revisão tarifária – R\$2.875 mil (em 2004 – R\$1.485 mil) e Perda com Crédito Incobrável – R\$ 6.823 mil (em 2004 – R\$11.300 mil).

EBITDA Ajustado (R\$ mil)

*Crescimento do EBITDA
Ajustado de 100,8%*



Resultado do Serviço – EBIT

Em 2005, o resultado do serviço da CEMAR foi de R\$138.722 mil, comparado a R\$44.855 mil em 2004, representando um crescimento expressivo de 209,3%. Este resultado deveu-se basicamente ao aumento do lucro operacional bruto e da redução das despesas operacionais.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

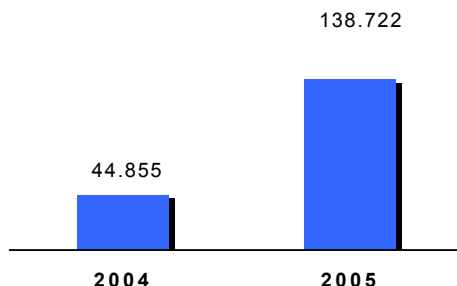
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Resultado do Serviço (R\$ mil)



Resultado Financeiro

O resultado financeiro da CEMAR corresponde ao valor líquido entre as receitas financeiras e as despesas financeiras que são compostas por:

- Receitas financeiras compreendendo as receitas financeiras auferidas pelas aplicações financeiras, as receitas das variações monetárias e cambiais ativas e as receitas provenientes dos acréscimos moratórios representado pelas multas e os juros da energia vendida.
- Despesas financeiras compreendendo os encargos das dívidas, os juros sobre os empréstimos e financiamentos, as variações monetárias e cambiais passivas e outras despesas financeiras.

Em 2005, o resultado financeiro da CEMAR foi negativo em R\$21.651 mil (constituído por receitas financeiras de R\$60.473 mil e despesas financeiras de R\$82.124 mil), comparado a um resultado financeiro negativo de R\$74.259 em 2004, constituído por receitas financeiras de R\$55.611 mil e despesas financeiras de R\$129.870 mil, representando uma melhora de 70,8% no comparativo entre os períodos.

Esta melhora deveu-se ao efeito positivo do processo de reestruturação financeira, que foi finalizado em setembro de 2004, e resultou da redução significativa do IGP-M em 2005 (1,21%) que é o indexador de 79,1% do total da dívida, e da redução do endividamento total da CEMAR em 37,2% em 31 de dezembro de 2004.

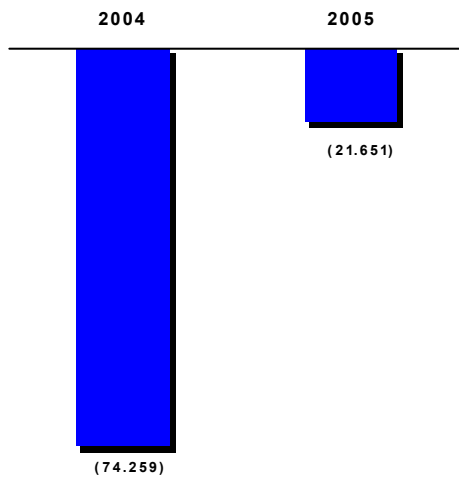
Resultado Financeiro (R\$ mil)

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO



99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

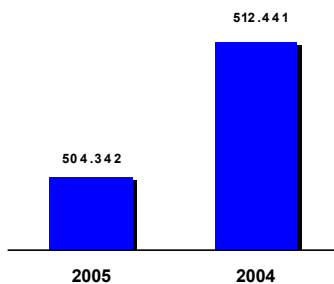
Captação de Recursos e Endividamento

Para atingirmos as metas definidas em nossa estratégia corporativa e gerarmos recursos para o cumprimento de nossas obrigações financeiras, necessitamos:

- financiar investimentos da CEMAR, mais especificamente em expansão e melhoramentos da rede de distribuição, em redução de perdas comerciais e nos programas de modernização e universalização;
- realizar outros investimentos, inclusive no capital de giro;
- amortizar o endividamento já contratado da CEMAR; e
- pagar dividendos.

A nossa dívida bruta, em 31 de dezembro de 2005, totalizou R\$504.342 mil, reduzida em 1,6% em relação ao saldo de R\$512.441 mil verificado em 31 de dezembro de 2004. Esta redução no endividamento foi parcialmente afetada pela redução do valor de nossa dívida denominada em dólares norte americanos contratada junto à Secretaria do Tesouro Nacional - STN, devido à apreciação do real em relação ao dólar, a amortização de empréstimos devidos ao BNDES, ELETROBRÁS e ELETRONORTE.

Dívida Bruta (R\$ mil)



Ao considerarmos a dívida líquida, equivalente à dívida bruta subtraídas as disponibilidades da empresa, a Companhia apresentou um resultado de R\$350.046 mil no ano de 2005, contra R\$368.718 mil em 2004, representado uma diminuição de 5,1%.

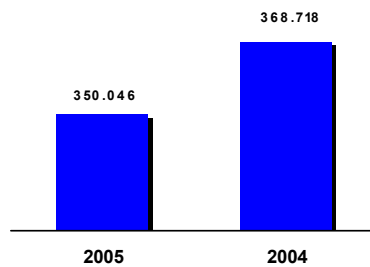
Dívida Líquida (R\$ mil)

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO



99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Em 2005, a parcela do endividamento de curto prazo da CEMAR correspondia a 6,3% do endividamento total, enquanto que em 2004, este endividamento representava 7,5% do total da dívida naquele ano. Em 2005, os compromissos em moeda estrangeira representaram 3,4%, e no ano anterior, sob o mesmo parâmetro, o índice da CEMAR era de 4,2%.

Condições do Endividamento a Vencer

	R\$ mil					
	2005			2004		
	Curto Prazo		Longo Prazo	Curto Prazo		Longo Prazo
Encargos	Principal	Encargos		Principal		
MOEDA ESTRANGEIRA						
(1) Tesouro Nacional	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292
	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292
MOEDA NACIONAL						
(2) Eletrobrás	-	2.116	264.588	-	1	244.512
(3) Eletronorte	-	18.839	145.231	-	18.024	155.516
(4) Instituições Financeiras	-	7	5.228	283	10.412	7.345
	-	20.962	415.047	283	28.437	407.373
(5) Empréstimos - dívida com a FASCEMAR	-	3.173	23.880	87	1.109	23.940
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	199	25.321	454.741	567	31.320	450.605
OUTRAS DÍVIDAS						
(6) Debêntures	-	6.263	17.458	-	6.785	23.165
	0	6.263	17.458	0	6.785	23.165
TOTAL DA DÍVIDA	199	31.584	472.199	567	38.105	473.770

Dois acontecimentos merecem destaque na adequação da estrutura de capital da empresa, a saber:

- Liquidação das dívidas com o BNDES: foram liquidadas as dívidas referentes ao Acordo do Setor Elétrico durante a Crise Energética de 2002 e ao Financiamento da CVA
- Captação de Recursos junto ao Banco do Nordeste do Brasil - BNB: a CEMAR, em 23 de novembro de 2005, contratou um financiamento de R\$136,1 milhões junto ao BNB, lastreado por recursos do fundo FNE-PROINFA. Não houve liberação de recursos em 2005. O custo deste financiamento é de 14% ao ano, com bônus de adimplemento de 15% aplicável se os pagamentos de juros e amortizações forem efetuados dentro das datas contratadas, resultando num custo efetivo de 11,9% nominal ao ano. O prazo total deste financiamento é de 11 anos, com carência de 3 anos e amortização de 8 anos. Este financiamento tem como objetivo os investimentos da CEMAR em expansão do sistema de sub-transmissão e distribuição, redução de perdas comerciais, modernização tecnológica e outros programas.

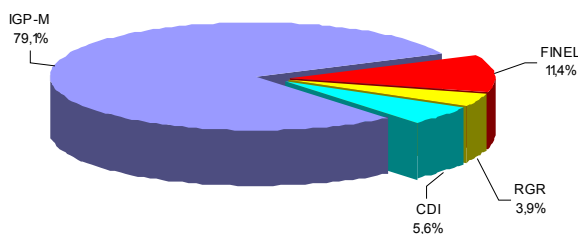
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : **COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO**

Indexadores da Dívida



GENTE

Colaboradores

Em 31 de dezembro de 2005, a CEMAR contava com 1.292 empregados, 4,7% a menos do que em 31 de dezembro de 2004. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados, bem como a classificação dos empregados por categoria nos últimos 3 anos:

Descrição	2005	2004	2003
Diretoria	6	6	5
Gerência	20	34	65
Universitários	322	292	259
Técnicos	581	628	684
Administração	363	396	417
Total	1.292	1.356	1.430

Treinamento e Desenvolvimento

Em 2005, foram investidos R\$853 mil nos Programas de Treinamento e Desenvolvimento de Pessoas, resultando em 360 Ações de Treinamento com 6.328 Participações, um total de 121.142 Homens-Hora treinados nas diversas áreas da empresa e destaque para as ações a seguir:

Programa de Estágio CEMAR - visa proporcionar oportunidade de complementação formal da educação de jovens estudantes, recrutados e selecionados pela CEMAR visando formar banco de profissionais qualificados para suprir futuras necessidades de preenchimento de vagas nas mais diversas áreas da empresa atendendo a um perfil alinhado com as estratégias da empresa. A CEMAR oportuniza estágio nas modalidades de nível médio, técnico e superior alocando os estagiários nas áreas administrativas e operacionais.

Programa Menor Aprendiz - além de cumprir com uma obrigação legal a CEMAR dá a oportunidade de formação profissional aos jovens talentos selecionados em parceria com o SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem para formar o nosso banco de profissionais que suprirá demandas futuras de mão de obra. O programa que tem a duração de 24 meses, tem formação teórica e prática com o acompanhamento do SENAI e dos Gestores da CEMAR.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Programa Trainee Técnico - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em escolas Técnicas - CEFET para atender as necessidades de formação de profissionais para suprir quadro de colaboradores em substituição aos técnicos que ocupam posições vitais para o negócio e os desligados por desempenho ou aposentadoria na área operacional da empresa. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com o programa de desenvolvimento e acompanhamento desenhado de acordo com o perfil técnico específico. Ao final do programa, e de acordo com seu desempenho, o *Trainee* terá a oportunidade de ocupar um cargo técnico operacional.

Programa Trainee Universitário - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em cursos e universidades brasileiras com reconhecida qualidade em sua formação acadêmica e alinhados aos objetivos estratégicos da CEMAR, assim como a formação de futuros gestores com formação e perfil adequados a cultura da empresa. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com um programa de desenvolvimento e acompanhamento dos *Trainees*. Ao final do programa e de acordo com seu desempenho o *Trainee* terá a oportunidade de ocupar cargos estratégicos e ou gerenciais na empresa.

Programa Cultura CEMAR - tem como objetivo conhecer e identificar os elementos da Cultura organizacional que precisam ser reforçados, introjetados e reproduzidos para consolidar as estratégias e as políticas necessárias ao atingimento dos objetivos da organização. O programa se desenvolve através da realização de seminários junto a totalidade dos colaboradores, onde são discutidos os valores, a missão e a visão da empresa.

Programa de Qualificação Gerencial - programa de ações de treinamento e desenvolvimento traçadas a partir das necessidades de aperfeiçoamento baseado nas competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) organizacionais que são exigidas pelo perfil dos Gestores CEMAR. Tal programa se baseia no desenvolvimento dos seguintes módulos: Liderança, Gestão de Pessoas e Processos (entre outros focos es objetivos estratégicos), Metas e Diretrizes.

Segurança do Trabalho

Adicionalmente, nossos índices de acidentes de trabalho estão entre os menores do setor. Em 2004, enquanto o setor elétrico teve a taxa de acidentalidade (TA= n. acid. x 100/n. empregados) de 1,043, ou seja, número percentual de acidentes/empregado, de acordo com a Fundação Comitê de Gestão Empresarial - COGE¹², a CEMAR apresentou 0,849 acidentes por empregado no mesmo ano.

Em 2005, a CEMAR teve 6 acidentes com afastamento do trabalho, em 2004 um total de 12 e em 2003 13 casos, representando uma redução de 53,8% nos acidentes com afastamento do trabalho entre 2003 a 2005. Enquanto que em 2004, a média de acidentes próprios com afastamento das 70 Empresas de todo o setor elétrico no Brasil foi de 14,4.

Planos Previdenciários – FASCEMAR

A Fundação de Previdência Complementar da CEMAR – FASCEMAR, durante o ano de 2005 passou por um processo de modernização para melhorar a qualidade do atendimento aos seus participantes, que teve como destaque as seguintes ações:

- Análise de alternativas para melhor rentabilidade dos ativos;
- Implementação de política austera de gastos;
- Estabelecimento de Controles Internos; e
- Estabelecimento de um novo Plano Misto em regime de Contribuição Definida.

¹² A Fundação Comitê de Gestão Empresarial – Fundação COGE é uma instituição de caráter técnico-científico, voltada para a pesquisa, o estudo e o aperfeiçoamento dos métodos, processos e rotinas adotadas pelas empresas integrantes do Setor Elétrico Brasileiro.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

No mês de dezembro de 2005, foi negociada a compra de papéis do Tesouro Nacional para a realização do ALM – Asset Liability Management (casamento Ativo x Passivo) da carteira da Fundação. Além de garantir o pagamento dos benefícios concedidos, esta operação permitiu consolidar parte substancial da carteira em um único gestor, o que reduziu a Taxa de Administração destes recursos de 0,50% a.a. para 0,09% a.a.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

RESPONSABILIDADE SOCIAL

A CEMAR acredita e aposta em projetos e programas que tem como proposta a inclusão social. Em 2005 várias atividades foram desenvolvidas nesse sentido, a saber:

Apoio à inclusão digital nas escolas públicas:

- Em parceria com a Prefeitura de São Luís, através da Secretaria de Educação (SEMED), foram inaugurados Telecentros em diversas escolas. A implantação destas novas salas de aula conta com computadores com acesso à Internet, que são disponibilizados tanto para os alunos como para os membros das comunidades vizinhas.

Programa Padaria do Povo:

- Este programa visa combater a pobreza e assegurar às famílias e às comunidades, a oportunidade de gerarem sua própria renda. Em parceria com o governo do estado, o programa fornece a capacitação e kits para produção e venda de pães caseiros. A CEMAR fez a doação dos kits, que são compostos por: forno, assadeiras, balança, liquidificador, etc.

Doação a Casa Sonho de Criança:

- A instituição atende crianças e adolescentes na faixa de 0 a 18 anos portadores do vírus HIV e desenvolve trabalhos preventivos, de elevação da auto-estima e de cuidados gerais. A CEMAR fez a doação de fraudas, ventiladores, colchões, travesseiros, entre outros itens.

Programa de Eficiência Energética:

- O objetivo do programa é incentivar a utilização da energia de forma racional e disseminar as informações sobre o cuidado com a rede elétrica, os equipamentos e as instalações domésticas. Desta forma, a Companhia combate o desperdício de energia e reduz os índices de acidentes com a comunidade. Os treinamentos são realizados pelos engenheiros da CEMAR em parceria com as Secretarias de Educação Municipal e Estadual, onde as escolas selecionadas recebem gratuitamente todo o material didático.

PROCEL nas escolas:

- Visa capacitar educadores da rede pública de ensino fundamental e médio, onde o programa habilita e forma agentes multiplicadores que ministram aulas sobre os conceitos de educação ambiental, a importância do combate ao desperdício de energia elétrica e a preservação dos recursos naturais.

Doação a Fundação Antônio Jorge Dino:

- A Casa de Apoio hospeda pacientes carentes do interior do estado, sendo a maioria com câncer de colo uterino em tratamento ambulatorial. Por meio da doação de colchões e travesseiros, a CEMAR prestou uma importante contribuição de filantropia, segundo Erolsilda Mota, coordenadora geral da instituição.

MEIO AMBIENTE

Na área do meio ambiente, destacam-se o desenvolvimento da Política de Gestão Ambiental da Companhia, a triagem dos resíduos sólidos e a comercialização de sucatas do sistema elétrico.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

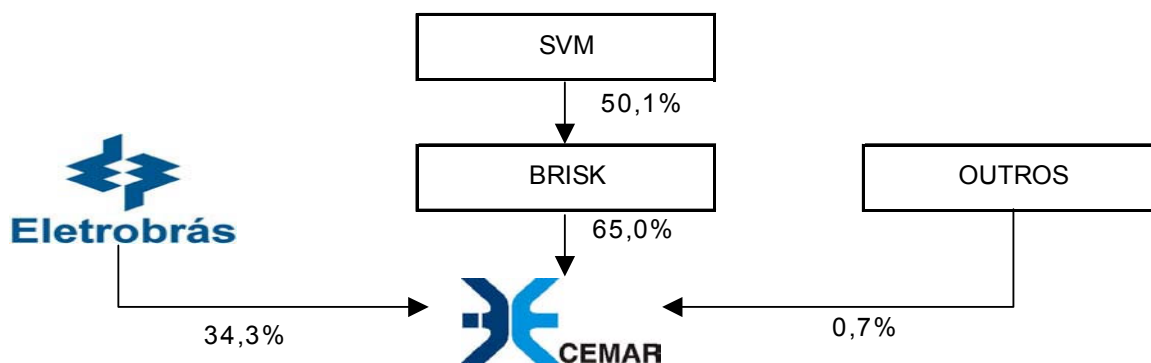
Controlada/Coligada : COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

Em 2005, ressalta-se ainda a aprovação e a renovação das licenças ambientais para a construção de importantes obras da CEMAR, tais como:

- Licença de Geração, Operação e Distribuição da Unidade Termoelétrica Batavo, com capacidade instalada de 875 KW operação, com validade até 13/05/2007;
- Renovação da licença relativa à operação da Subestação 69/13,8 KV, Km 08, da MA-201, Ubatuba Parana-São José de Ribamar/MA com validade até 21/06/2007;
- Licença de instalação da Subestação Barro Duro com validade até 10/06/2006; e
- Licença de instalação relativa à implantação da Linha de Alta Tensão - LAT 69 KV São Luís I (ELN), Renascença, com extensão de 11,4KM.

ASPECTOS SOCIETÁRIOS

A CEMAR, Companhia Energética do Maranhão S. A., é controlada pela Brisk Participações S. A. (65,0% do capital social) e pela Eletrobrás (34,3%), além de outros acionistas minoritários (0,7%).



CONCLUSÃO

O conjunto das ações realizadas na CEMAR ao longo de 2005, contribuíram efetivamente para os excelentes resultados alcançados, os quais foram consequência direta da dedicação de todos os colaboradores.

Como resultado destas ações bem sucedidas nas áreas comercial, operacional e financeira, vários desafios foram superados, demonstrando o compromisso que a CEMAR assumiu com toda a sociedade maranhense, qual seja: fornecer energia elétrica com qualidade, custo adequado e de forma rentável.

Muitos são os desafios para 2006, porém, o esforço contínuo de toda a equipe aliado ao novo modelo de gestão implementado, farão com que a CEMAR possa de forma sustentada superar todos eles, buscando ininterruptamente ser a melhor e mais rentável empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

20.00 - INFORMAÇÕES SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA

PRÁTICAS DIFERENCIADAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

A BOVESPA, no exercício de sua competência de auto-regulação prevista no artigo 17, caput, da Lei nº 6.385/76 e no artigo 1º, inciso VI, do regulamento anexo à Resolução CMN nº 2.690/2000, instituiu, em 11 de dezembro de 2000, o “Novo Mercado” e dois Níveis Diferenciados de Governança Corporativa (“Nível 1” e “Nível 2”, respectivamente), nos quais se incluem as companhias que se comprometem, voluntariamente, a adotar práticas de governança corporativa adicionais às exigidas pela legislação.

Pode-se conceituar a governança corporativa como um conjunto de princípios e práticas que visam à minimização dos potenciais conflitos de interesses entre os fornecedores de capital da sociedade e os responsáveis por sua gestão. Um mecanismo eficiente de governança corporativa está sustentado por três pilares básicos, quais sejam: (i) as regras de conduta da companhia, que podem ser estabelecidas por lei ou por contrato (governança corporativa propriamente dita); (ii) nível de transparência das informações relevantes prestadas ao mercado (*disclosure*); e (iii) meios empregados para que tais regras sejam efetivamente cumpridas (*enforcement*).

A adesão a qualquer dos níveis diferenciados de governança corporativa da BOVESPA traz diversos benefícios a todos os envolvidos. Aos investidores, permite: (i) maior acuidade na precificação das ações; (ii) melhora no processo de acompanhamento e fiscalização dos negócios da companhia; (iii) maior proteção quanto aos seus direitos de acionistas; e (iv) redução do risco associado ao investimento. Às companhias, por sua vez, possibilita: (i) melhora da imagem institucional; (ii) aumento na demanda por suas ações; (iii) valorização de suas ações; e (iv) menor custo de capital. Esta adesão é feita mediante a celebração de um contrato entre a BOVESPA, a companhia, seus administradores e acionista(s) controlador(es), o qual obriga os signatários a cumprir as regras de governança corporativa previstas no regulamento do respectivo nível diferenciado de governança corporativa (no caso da Equatorial, o Regulamento do Nível 2).

A Equatorial deliberou a adesão ao Nível 2 na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 10 de março de 2006. Os acionistas da Equatorial gozam dos direitos aplicáveis ao Nível 2 previstos no Regulamento do Nível 2 desde a data de publicação do Anúncio de Início.

Nível 2 da BOVESPA

Dentre as principais características do Nível 2 destacam-se:

Ações preferenciais com direito a voto em determinadas matérias

Além do direito de voto conferido em determinadas circunstâncias pela Lei das Sociedades por Ações, tais como na hipótese de alteração das preferências das ações preferenciais, as ações preferenciais têm o direito de voto restrito, nas seguintes matérias: (a) transformação, incorporação, fusão ou cisão da Equatorial; (b) aprovação de contratos entre a Equatorial e seu acionista controlador, diretamente ou através de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o acionista controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, a aprovação desses contratos esteja sujeita à deliberação em Assembléia Geral; (c) avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Equatorial; (d) seleção de sociedade especializada para determinação do valor econômico das ações de emissão da Equatorial; e (e) alteração ou revogação de dispositivos do Estatuto Social que resultem no descumprimento pela Equatorial de exigências previstas no Regulamento do Nível 2.

Direito de Tag Along

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

20.00 - INFORMAÇÕES SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA

A alienação de controle de uma companhia listada no Nível 2 deve ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a realizar, nos termos da legislação vigente e do Regulamento do Nível 2, oferta pública de aquisição das ações (i) ordinárias dos outros acionistas da companhia, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante (*tag along* de 100%); e (ii) preferenciais dos outros acionistas da companhia, por um valor mínimo de 80% do valor oferecido aos detentores de ações ordinárias. A Equatorial voluntariamente adotou disposição estatutária segundo a qual o preço pago por ação preferencial deverá também ser igual ao preço pago por ação detida pelo acionista controlador, na hipótese de alienação de controle.

Da mesma maneira, aquele que já detiver ações da Equatorial e vier a adquirir o poder de controle através de aquisições sucessivas de ações, estará obrigado a (i) realizar oferta pública de aquisição de ações dos demais acionistas mencionada anteriormente; e (ii) pagar a diferença entre o preço pago pelas ações adquiridas em bolsa de valores nos últimos 6 meses, devidamente atualizado e o preço pago pelas ações do acionista alienante do controle.

Ações em circulação

A Equatorial deve manter um percentual mínimo de ações em circulação¹ (*free float*), as quais devem totalizar pelo menos, 25% do total de seu capital social, percentual este que deve ser observado durante todo o período em que os valores mobiliários emitidos pela Equatorial permanecerem registrados para negociação no Nível 2.

Caso a Equatorial realize um aumento de capital que não seja integralmente subscrito por quem tenha direito de preferência ou que não tenha contado com número suficiente de interessados na respectiva distribuição pública, a eventual subscrição total ou parcial de tal aumento de capital pelo acionista controlador, que tenha por efeito a redução do percentual mínimo de ações em circulação definido acima, obriga-o a tomar as medidas necessárias para recompor o *free float* mínimo de 25% dentro dos 6 meses subseqüentes à subscrição. O mesmo se aplica caso ocorra a alienação do controle da Equatorial - o comprador, quando necessário, deverá tomar todas as medidas cabíveis para recompor o percentual mínimo de ações em circulação (*free float*) de 25% dentro dos 6 meses subseqüentes à aquisição do controle da Equatorial.

Realização de ofertas públicas de colocação de ações por meio de mecanismos que favoreçam a dispersão do capital

Em toda e qualquer distribuição pública de ações, a Equatorial deverá envidar melhores esforços com o fim de alcançar dispersão acionária, com adoção de procedimentos especiais, os quais devem constar no respectivo prospecto de emissão, como por exemplo (i) garantia de acesso a todos os investidores interessados; ou (ii) distribuição a pessoas físicas ou investidores não institucionais de, no mínimo, 10% do total a ser distribuído.

Introdução de melhorias nas Informações Financeiras

A Equatorial deverá (i) apresentar a íntegra das Informações Trimestrais (ITR) traduzidas para o inglês ou, então, (ii) apresentar informações financeiras ou demonstrações consolidadas conforme previsto nos padrões internacionais *International Financial Reporting Standards – IFRS* ou US GAAP, dentro do prazo de 15 dias a contar do prazo estabelecido por lei para a publicação do ITR. Nas Informações Trimestrais (ITR), além das informações obrigatórias previstas na legislação, a Equatorial deverá:

¹ Para fins da presente seção apenas, entende-se por “ações em circulação”, conforme definido no Regulamento do Nível 2, todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas por seu acionista controlador, por pessoas a ele vinculadas, por membros do conselho de administração e diretores da Companhia, aquelas em tesouraria e preferenciais de classe especial que tenham por fim garantir direitos políticos diferenciados, sejam intransferíveis e de propriedade exclusiva do ente desestatizante.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

20.00 - INFORMAÇÕES SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA

(i) apresentar o balanço patrimonial consolidado, a demonstração de resultado consolidado e o comentário de desempenho consolidado, se estiver obrigada a apresentar demonstrações consolidadas ao fim do exercício social;

(ii) informar a posição acionária por espécie e classe de todo aquele que detiver mais de 5% das ações de cada espécie e classe do capital social da companhia, de forma direta ou indireta, até o nível de pessoa física;

(iii) informar de forma consolidada a quantidade e as características dos valores mobiliários de sua emissão de que sejam titulares, direta ou indiretamente, os grupos do acionista controlador, os administradores e os membros do conselho fiscal;

(iv) informar a evolução da participação das pessoas abrangidas pelo item (iii) acima, em relação aos respectivos valores mobiliários, nos 12 meses imediatamente anteriores;

(v) incluir, em notas explicativas, a Demonstração dos Fluxos de Caixa e Consolidado, se a companhia estiver obrigada a apresentar demonstrações consolidadas ao fim do exercício social;

(vi) informar a quantidade de ações em circulação e sua porcentagem em relação ao total de ações emitidas; e

(vii) informar a existência e a vinculação à cláusula compromissória de arbitragem, por meio da qual a companhia, seus Acionistas, Administradores, membros do conselho fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social, nas normas editadas pelo CMN, pelo BACEN e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Nível 2, do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Adesão ao Nível 2 (para fins da presente Seção apenas “Cláusula Compromissória de Arbitragem”).

Nas Informações Anuais (IAN), a Equatorial deverá incluir, além daquelas previstas em lei, as informações previstas nos itens (iii), (iv) e (vii) acima.

Além disso, as Informações Trimestrais devem ser sempre acompanhadas de Relatório de Revisão Especial emitido por auditor independente devidamente registrado na CVM, observando a metodologia especificada nas normas editadas pela CVM.

A partir do segundo exercício social após a assinatura do Contrato de Adesão ao Nível 2, a Equatorial deverá apresentar, dentro de no máximo 4 (quatro) meses após o término de cada exercício social, adicionalmente ao previsto na legislação e regulamentação vigentes, (i) demonstrações financeiras ou demonstrações consolidadas, conforme previsto nos padrões internacionais IFRS ou US GAAP, acompanhadas do relatório de administração, de notas explicativas, que informem inclusive lucro líquido e o patrimônio líquido no final do exercício em questão e a proposta de destinação do resultado, conforme apurados segundo os princípios contábeis brasileiros e a proposta de destinação do resultado, além do parecer dos auditores independentes; ou (ii) demonstrações financeiras em inglês, elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira, juntamente com informações adicionais que demonstrem a reconciliação dos resultados das operações e do patrimônio, em conformidade com os princípios contábeis brasileiros e com os padrões internacionais IFRS ou US GAAP, conforme o caso, evidenciando as principais diferenças entre os critérios contábeis aplicados. Além disso, as Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP deverão incluir, em nota explicativa, a demonstração do fluxo de caixa e a demonstração do fluxo de caixa consolidado, se for o caso.

Cumprimento de regras de transparência por parte de acionistas controladores em negociações envolvendo ações de emissão da Equatorial

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

20.00 - INFORMAÇÕES SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Os acionistas controladores da Equatorial devem comunicar à BOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Equatorial de que sejam titulares direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos. Tal comunicação deverá ser feita imediatamente após a aquisição do controle.

Da mesma forma, quaisquer negociações que vierem a ser efetuadas, relativas aos valores mobiliários e seus derivativos de que trata este item, devem ser comunicadas em detalhe (informando-se inclusive o preço) à BOVESPA, no prazo de 10 dias após o término do mês em que se verificar a negociação. Estas obrigações se estendem aos valores mobiliários e respectivos derivativos de que sejam titulares, direta ou indiretamente, o cônjuge, o(a) companheiro(a) e os dependentes incluídos na declaração anual de imposto de renda dos acionistas controladores.

Contratos com o mesmo grupo econômico

A Equatorial deverá enviar à BOVESPA e divulgar informações de todo e qualquer contrato celebrado com suas controlada(s) e coligada(s), seus administradores e seus acionistas controladores, bem como entre a Equatorial e sociedade(s) controlada(s) e coligada(s) dos administradores e dos acionistas controladores, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou de direito, sempre que for atingido, num único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior ao que for maior entre: (i) R\$200.000,00 ou (ii) valor igual ou superior a 1% do patrimônio líquido da Equatorial.

Solução de controvérsias por meio de arbitragem

A Equatorial, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades Anônimas, no Estatuto da Equatorial, nas normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento Nível 2, do Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2 e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Fechamento de capital

O eventual fechamento de capital da Equatorial com o conseqüente cancelamento do registro de companhia aberta exige a realização de oferta pública pelo acionista controlador ou pela própria companhia, para aquisição da totalidade das ações de emissão da Equatorial em circulação. O preço mínimo a ser pago por ação será determinado por laudo de avaliação das ações da Equatorial, pelo respectivo valor econômico, devendo tal laudo ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Equatorial, seus administradores e/ou acionista controlador, além de satisfazer os requisitos do § 1º do artigo 8º, da Lei das Sociedades por Ações, e conter a responsabilidade prevista no § 6º do mesmo artigo.

A Assembléia Geral escolherá empresa especializada responsável pela eventual determinação do valor econômico da Equatorial, a partir da lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação – não se computando os votos em branco e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto - ser tomada por maioria absoluta de votos dos acionistas representantes das ações em circulação presentes naquela assembléia, a qual, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

20.00 - INFORMAÇÕES SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Os custos da elaboração do laudo de avaliação serão integralmente assumidos pelo ofertante, que deverá, quando da informação ao mercado da decisão do fechamento de capital, divulgar o valor máximo por ação ou por lote de mil ações com base no qual formulará a oferta pública, ficando a mesma condicionada a que o valor apurado no referido laudo de avaliação não seja superior ao divulgado pelo ofertante.

Na hipótese de o valor econômico apurado com base no laudo de avaliação ser superior ao valor máximo divulgado ao mercado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao fechamento de capital ficará automaticamente cancelada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor econômico efetivamente apurado, devendo ser dada ampla divulgação de sua decisão ao mercado.

O cancelamento do registro de companhia aberta deverá seguir os procedimentos e atender as demais exigências estabelecidas nas normas aplicáveis por força da legislação vigente, especialmente aquelas constantes das normas editadas pela CVM sobre a matéria, respeitados os preceitos do Regulamento do Nível 2.

Saída do Nível 2

A saída da Equatorial do Nível 2 pode ser realizada a qualquer momento, desde que aprovada em assembléia geral de acionistas e comunicada à BOVESPA por escrito com antecedência de 30 (trinta) dias, e não causa o cancelamento do registro da Equatorial na BOVESPA.

Assim como no caso de fechamento de capital, a Saída do Nível 2 implica, para o acionista controlador, na obrigação de efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Equatorial, no mínimo pelo respectivo valor econômico, a ser apurado com base na mesma sistemática descrita no item "Fechamento de capital" acima, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis, obrigação esta não aplicável apenas na hipótese de a saída do Nível 2 ser motivada pela assinatura do contrato de participação da Equatorial no segmento especial da BOVESPA denominado Novo Mercado.

A notícia da realização da oferta pública deverá ser comunicada à BOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da Assembléia Geral que aprove a saída do Nível 2.

Após eventual saída do Nível 2, os valores mobiliários da Equatorial não poderão retornar a ser negociados no Nível 2 por um período mínimo de 2 (dois) anos a partir da data em que tiver sido formalizada a saída, salvo se a Equatorial tiver o seu controle acionário alienado após a referida formalização.

Alienação do controle da Equatorial após a saída do Nível 2

Caso a Equatorial venha a sair do Nível 2 e, nos 12 meses subseqüentes, ocorra a alienação de seu controle acionário, os acionistas controladores alienantes do controle e o adquirente, conjunta e solidariamente, estarão obrigados a oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelos acionistas controladores alienantes na alienação de suas próprias ações, devidamente atualizado. Se o preço obtido pelos acionistas controladores alienantes na alienação de suas próprias ações for superior ao valor da oferta pública de aquisição realizada de acordo com o Regulamento do Nível 2, os acionistas controladores alienantes e o adquirente do controle ficarão conjunta e solidariamente, obrigados a pagar a diferença entre o valor apurado na operação de alienação de controle e o valor pago aos aceitantes da oferta pública.

Adicionalmente, a Equatorial e seu acionista controlador estão obrigados a averbar no Livro de Registro de Ações da Equatorial a obrigação de observar o disposto no parágrafo acima.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

VERIFICAÇÃO DE ERROS

GRUPO	QUADRO	CAMPO	TIPO DE ERRO	DESCRIÇÃO DO ERRO
-------	--------	-------	--------------	-------------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

ÍNDICE

GRUPO	QUADRO	DESCRIÇÃO	PÁGINA
01	01	IDENTIFICAÇÃO	1
01	02	SEDE	1
01	03	DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS	1
01	04	DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)	2
01	05	REFERÊNCIA / AUDITOR	2
01	06	CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA	2
01	07	CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS	3
01	08	PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS	3
01	09	JORNAIS ONDE A CIA DIVULGA INFORMAÇÕES	3
01	10	DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	3
02.01	01	COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA	4
02	02	EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO (ADM. E FISCAL) E	5
03	01	EVENTOS RELATIVOS A DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL	7
03	02	POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS	8
03	03	DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES	9
04	01	COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL	11
04	02	CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS	12
04	03	BONIFICAÇÃO/DESDOBRAMENTO OU GRUPAMENTO DE AÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS	13
04	04	CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO	14
04	05	COMPOSIÇÃO DO CAPITAL ACIONÁRIO AUTORIZADO	14
06	01	PROVENTOS DISTRIBUÍDOS NOS 3 ÚLTIMOS ANOS	15
06	03	DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL	16
06	04	DIVIDENDO OBRIGATÓRIO	16
07	01	REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO	17
07	02	PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS	17
07	03	PARTICIPAÇÃO EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS	18
09	01	BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA	19
09	02	CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO	22
09	03	PERÍODOS DE SAZONALIDADE NOS NEGÓCIOS	37
10	02	MATÉRIAS PRIMAS E FORNECEDORES	38
11	03	POSICIONAMENTO NO PROCESSO COMPETITIVO	40
12	01	PRINCIPAIS PATENTES, MARCAS COMERCIAIS E FRANQUIAS	41
14	03	OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA	42
15	01	PROBLEMAS AMBIENTAIS	51
16	01	AÇÕES JUDICIAIS	52
17	01	OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS	53
18	01	ESTATUTO SOCIAL	54
		COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	
19	02	PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS	76
19	06.01	BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO	77
19	06.02	BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO	79

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

ÍNDICE

GRUPO	QUADRO	DESCRIÇÃO	PÁGINA
19	07	DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	81
19	08.01	DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2005 A 31/12/2005	84
19	08.02	DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2004 A 31/12/2004	85
19	08.03	DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2003 A 31/12/2003	86
19	10	RELATÓRIO DE DESEMPENHO	87
20	00	INFORMAÇÕES SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA	131
		VERIFICAÇÃO DE ERROS	136

**Parte IV - Demonstrações Financeiras
da Brisk Participações S.A. (antiga denominação
da Equatorial Energia S.A.)**

**Brisk Participações S.A. (antiga denominação da
Equatorial Energia S.A.)**

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2005 e 2004

Parecer dos auditores independentes

*Ao
Conselho de Administração e Acionistas da
Brisk Participações S.A.
São Paulo - SP*

- 1. Examinamos o balanço patrimonial da Brisk Participações S.A. e o balanço consolidado dessa Companhia e sua controlada, levantados em 31 de dezembro de 2005, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos, correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.*
- 2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreendeu: (a) o planejamento do trabalho, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábeis e de controles internos da Companhia e sua controlada; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações financeiras divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas financeiras mais representativas adotadas pela Administração da Empresa e de sua controlada, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.*
- 3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras mencionadas no primeiro parágrafo representam, adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Brisk Participações S.A. e a posição patrimonial e financeira consolidada dessa Companhia e sua controlada em 31 de dezembro de 2005, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos, correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.*
- 4. Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 5c, as demonstrações financeiras consolidadas incluem R\$8.010 mil referentes a contas a receber de longo prazo decorrente de comercialização de energia elétrica pela controlada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE), registrado com base em valores fornecidos pela própria CCEE e instruções da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A realização desse montante depende da definição de processos judiciais movidos por empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado.*

5. *As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2004, apresentadas para fins comparativos, foram examinadas por outros auditores independentes que, sobre elas, emitiram parecer sem ressalvas, datado de 7 de fevereiro de 2006, com parágrafos de ênfase em relação ao assunto descrito no parágrafo anterior.*

8 de fevereiro de 2006

*KPMG Auditores Independentes
CRC-SP-14.428/O-6-F-RJ*

*Vânia Andrade de Souza
Contadora CRC 1RJ057.497/O-2-“S”-SP*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**BALANÇOS PATRIMONIAIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004
(Em milhares de reais)**

ATIVO

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
CIRCULANTE	55.250	131	404.425	349.307
<i>Disponibilidades e aplicações financeiras</i>	-	-	154.296	143.723
<i>Consumidores e revendedores</i>	-	-	185.597	203.785
<i>duvidosa</i>	-	-	(26.435)	(58.122)
<i>Estoques</i>	-	-	3.358	2.806
<i>Impostos a recuperar</i>	148	131	19.692	16.334
<i>Serviços pedidos</i>	-	-	3.855	5.213
<i>Baixa renda</i>	-	-	9.167	7.657
<i>Pagamentos antecipados</i>	-	-	22.500	14.618
<i>diferidos</i>	-	-	21.480	-
<i>Depósitos judiciais</i>	-	-	5.873	10.963
<i>Dividendos a receber de controlada</i>	55.102	-	-	-
<i>Outros créditos a receber</i>	-	-	5.042	2.330
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	-	-	277.749	42.486
<i>Consumidores e revendedores</i>	-	-	16.538	19.350
<i>Impostos a recuperar</i>	-	-	17.337	5.853
<i>Pagamentos antecipados</i>	-	-	2.676	15.243
<i>diferidos</i>	-	-	237.800	-
<i>Outros</i>	-	-	3.398	2.040
PERMANENTE	524.220	350.454	875.887	753.568
<i>Investimentos</i>	277.300	100.722	221	33
<i>Ágio</i>	246.920	249.732	246.920	249.732
<i>Imobilizado</i>	-	-	817.508	645.775
<i>do Serviço</i>	-	-	(188.762)	(141.972)
TOTAL DO ATIVO	579.470	350.585	1.558.061	1.145.361

Notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004
 (Em milhares de reais)

P A S S I V O

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
CIRCULANTE	54.434	44	350.009	189.757
<i>Fornecedores</i>	-	-	117.306	71.648
<i>Folha de pagamento</i>	-	-	684	767
<i>Encargos das dívidas</i>	-	-	200	567
<i>Tributos e contribuições sociais</i>	-	-	55.540	40.653
<i>Empréstimos e financiamentos</i>	-	-	25.321	31.320
<i>Debêntures</i>	-	-	6.263	6.785
<i>Provisão de férias e encargos</i>	-	-	11.360	8.960
<i>Taxa de iluminação pública</i>	-	-	6.475	4.113
<i>Provisão para contingências</i>	-	-	6.448	4.300
<i>Dividendos propostos</i>	54.351	-	84.037	-
<i>Encargos dos consumidores</i>	-	-	2.509	8.899
<i>Outros</i>	83	44	33.866	11.745
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	-	69.437	533.378	620.162
<i>Ressarcimento gerador - MAE</i>	-	-	-	-
<i>Tributos e contribuições sociais</i>	-	-	2.314	5.427
<i>Debêntures</i>	-	-	17.458	23.165
<i>Empréstimos e financiamentos</i>	-	69.437	455.100	520.041
<i>Provisão para contingências</i>	-	-	47.487	61.362
<i>Entidade de previdência privada</i>	-	-	11.019	10.167
<i>Provisão para passivo a descoberto em controlada</i>	-	-	-	-
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	-	-	149.638	54.338
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	525.036	281.104	525.036	281.104
<i>Capital social</i>	320.541	566.862	320.541	566.862
<i>Reservas de capital</i>	-	30.000	-	30.000
<i>Reservas de lucros</i>	174.495	-	174.495	-
<i>Lucros (prejuízos) acumulados</i>	-	(315.758)	-	(315.758)
<i>Recursos destinados para futuro aumento de capital</i>	30.000	-	30.000	-
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	579.470	350.585	1.558.061	1.145.361

Notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DE REULTADOS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004
 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
RECEITA OPERACIONAL	-	-	884.185	706.178
<i>Fornecimento de energia elétrica</i>	-	-	870.797	670.786
<i>Suprimento de energia elétrica</i>	-	-	1.031	1.634
<i>Encargo de capacidade emergencial</i>	-	-	1.399	20.719
<i>Outras receitas</i>	-	-	10.958	13.039
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	-	-	(218.741)	(180.053)
<i>(-) ICMS sobre venda de energia elétrica</i>	-	-	(125.964)	(96.740)
<i>(-) COFINS</i>	-	-	(58.392)	(45.863)
<i>(-) PIS</i>	-	-	(12.676)	(11.104)
<i>(-) Cota para Reserva Global de Reversão - RGR</i>	-	-	(10.894)	(10.006)
<i>(-) ISS</i>	-	-	(429)	(398)
<i>(-) Encargo de capacidade emergencial</i>	-	-	(10.386)	(15.942)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	-	-	665.444	526.125
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	-	-	(410.674)	(361.013)
Custo da energia elétrica	-	-	(262.598)	(227.541)
<i>Energia elétrica comprada para revenda</i>	-	-	(215.030)	(172.853)
<i>Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição</i>	-	-	(47.569)	(54.688)
Custo da operação	-	-	(148.076)	(123.603)
<i>Pessoal</i>	-	-	(27.126)	(40.031)
<i>Material</i>	-	-	(3.512)	(4.772)
<i>Serviço de terceiros</i>	-	-	(30.321)	(26.444)
<i>Depreciação e amortização</i>	-	-	(47.956)	(38.988)
<i>Cota para consumo de combustível - CCC e CDE</i>	-	-	(27.140)	(11.208)
<i>Arrendamentos e aluguéis</i>	-	-	(537)	(692)
<i>Taxa de fiscalização de energia elétrica</i>	-	-	0	(510)
<i>Outras</i>	-	-	(11.484)	(958)
Custo dos serviços prestados a terceiros	-	-	(2.367)	(9.869)
<i>Pessoal</i>	-	-	(306)	(577)
<i>Material</i>	-	-	(1.044)	(2.174)
<i>Serviço de terceiros</i>	-	-	(981)	(4.238)
<i>Depreciação e amortização</i>	-	-	(2)	-
<i>Arrendamentos e aluguéis</i>	-	-	(6)	-
<i>Outras</i>	-	-	(28)	(2.880)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	-	-	252.403	165.112

DESPESAS OPERACIONAIS	(23)	129	(113.704)	(120.128)
<i>Despesas com vendas</i>	-	-	(48.922)	(32.384)
<i>Provisão (Reversão) de PDD e perdas com créditos incobráveis</i>	-	-	(16.955)	(27.405)
<i>Despesas administrativas</i>	(37)	(47)	(31.431)	(34.685)
<i>Honorários dos administradores</i>	-	-	(6.681)	(1.533)
<i>Depreciação</i>	-	-	(1.899)	(1.395)
<i>Reversão (Provisão) de contingências</i>	-	164	(3.122)	(19.512)
<i>Outras despesas operacionais</i>	14	12	(4.695)	(3.214)
RESULTADO DO SERVIÇO	(23)	129	138.699	44.984
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	228.869	122.799	(2.811)	150.012
<i>Equivalência patrimonial</i>	231.680	88.145	-	-
<i>Amortização de ágio</i>	(2.811)	(9.756)	(2.811)	(9.756)
<i>Ganho de capital em controlada</i>	-	44.410	-	44.410
<i>Outras receitas operacionais</i>	-	-	-	115.358
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS	-	-	(21.651)	(74.259)
<i>Rendas financeiras</i>	-	-	41.051	40.393
<i>Acréscimo moratório de energia vendida</i>	-	-	19.421	15.218
<i>Encargos de dívidas</i>	-	-	(17)	(40.133)
<i>Variações monetárias e cambiais</i>	-	-	(1.930)	(35.717)
<i>Juros empréstimos e financiamentos</i>	-	-	(75.928)	(51.115)
<i>Outras</i>	-	-	(4.249)	(2.905)
LUCRO OPERACIONAL	228.846	122.928	114.237	120.737
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	-	-	705	(1.670)
<i>Receita não operacional</i>	-	-	871	5.036
<i>Despesa não operacional</i>	-	-	(166)	(6.706)
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	228.846	122.928	114.942	119.067
Imposto de renda e contribuição social	-	-	241.875	-
<i>Contribuição social</i>	-	-	(4.613)	-
<i>Imposto de renda</i>	-	-	(12.792)	-
<i>IR/CSLL diferidos</i>	-	-	259.280	-
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	-	-	(127.971)	3.861
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	228.846	122.928	228.846	122.928
NÚMERO DE AÇÕES (em milhares)	566.862	566.862		
LUCRO POR AÇÃO - R\$	0,40	0,22		

Notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004**
(Em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVA DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCRO			LUCROS (PREJUÍZOS) ACUMULADOS	ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL	TOTAL
			LEGAL	LUCROS A REALIZAR				
Saldos em 31 de dezembro de 2003	566.862	-	-	-	(438.686)	-	128.176	
<i>Constituição de reserva</i>	-	30.000	-	-	-	-	30.000	
<i>Resultado do exercício</i>	-	-	-	-	122.928	-	122.928	
Saldos em 31 de dezembro de 2004	566.862	30.000	-	-	(315.758)	-	281.104	
<i>Resgate de bônus de subscrição</i>	-	(30.000)	-	-	-	-	(30.000)	
<i>Absorção de prejuízos com:</i>								
- créditos de acionistas	-	-	-	-	69.437	-	69.437	
- redução de capital	(246.321)	-	-	-	246.321	-	-	
<i>Lucro líquido do exercício</i>	-	-	-	-	228.846	-	228.846	
<i>Reserva legal</i>	-	-	11.442	-	(11.442)	-	-	
<i>Dividendos propostos</i>	-	-	-	-	(54.351)	-	(54.351)	
<i>Reserva de lucros a realizar</i>	-	-	-	163.053	(163.053)	-	-	
<i>Recursos recebidos para futuro aumento de capital</i>	-	-	-	-	-	30.000	30.000	
Saldos em 31 de dezembro de 2005	320.541	-	11.442	163.053	-	30.000	525.036	

Notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004
 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Origem dos recursos				
Das operações sociais	55.079	129	161.415	95.283
<i>Lucro líquido do exercício</i>	228.846	122.928	228.846	122.928
<i>Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante:</i>				
<i>Depreciação e amortização</i>	2.811	9.756	52.666	52.225
<i>Valor residual de ativo permanente baixado</i>	-	-	2.284	2.514
<i>Provisão para perda no ativo imobilizado</i>	-	-	(3.904)	4.438
<i>Provisão para contingências</i>	-	-	(1.875)	18.705
<i>Juros e var. monetária e cambial de longo prazo</i>	-	-	25.048	56.526
<i>Reversão fundo de pensão - CVM 371</i>	-	-	852	1.576
<i>Equivalência patrimonial</i>	(231.680)	(88.145)	-	-
<i>IR e CS Diferidos - Longo prazo</i>	-	-	(237.801)	-
<i>Ajustes de exercícios anteriores</i>	-	-	-	-
<i>Outras receitas operacionais</i>	-	-	-	(115.358)
<i>Ganho de capital em controlada</i>	-	(44.410)	-	(44.410)
<i>Participação de acionistas não controladores</i>	-	-	95.299	(3.861)
<i>Dividendos declarados em controlada</i>	55.102	-	-	-
	69.437	30.000	69.437	332.661
Dos acionistas				
<i>Constituição de reserva de capital</i>	-	30.000	-	30.000
<i>Conversão de empréstimos L. prazo em reserva de capital/capital</i>	69.437	-	69.437	302.661
	0	69.437	56.884	578.835
De terceiros				
<i>Novos financiamentos/renegociação de dívida</i>	-	-	7.556	74.027
<i>Aumento do exigível a longo prazo</i>	-	69.437	-	385.245
<i>Aumento das obrigações vinculadas</i>	-	-	46.790	59.265
<i>Redução do realizável a longo prazo</i>	-	-	2.538	60.298
<i>Outros</i>	-	-	-	-
	124.516	99.566	287.736	1.006.779
TOTAL DOS RECURSOS OBTIDOS				
Aplicações dos recursos				
<i>No realizável a longo prazo</i>	39.436	-	39.436	54.936
<i>No ativo permanente</i>	-	99.438	220.154	63.888
<i>Redução do exigível de longo prazo</i>	-	-	36.929	437.378
<i>Reversão de reserva da capital</i>	30.000	-	30.000	-
<i>Dividendos propostos</i>	54.351	-	54.351	-
<i>Transferência para o curto prazo de provisão para contingência</i>	-	-	12.000	-
	123.787	99.438	392.870	556.202
TOTAL DE RECURSOS APLICADOS				
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	729	128	(105.134)	450.577
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
<i>Ativo circulante</i>	55.119	3	55.118	77.562
<i>No fim do exercício</i>	55.250	131	404.425	349.307
<i>No início do exercício</i>	131	128	349.307	271.745
<i>Passivo circulante</i>	54.390	(125)	160.252	(373.015)
<i>No fim do exercício</i>	54.434	44	350.009	189.757
<i>No início do exercício</i>	44	169	189.757	562.772
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	729	128	(105.134)	450.577

Notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A BRISK Participações S.A. (“COMPANHIA”) tem por objetivo a participação em outras sociedades, sempre no setor de energia elétrica, prioritariamente em operações de distribuição de energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

De acordo com esta política de investimentos, em 31 de dezembro de 2005 e 2004, a COMPANHIA mantinha participação de 64,96% na Companhia Energética do Maranhão (“CEMAR”), que é uma empresa de economia privada de capital aberto, que tem como atividades principais a distribuição e a comercialização de energia elétrica, além da construção e a operação de sistemas de geração, em pequena escala. Sua área de concessão é o Estado do Maranhão, atendendo a 1.254.399 consumidores e cobrindo uma área superior a 333 mil quilômetros quadrados. O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica de nº 060, celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e a COMPANHIA permanecem com o seu termo de vigência até 10 de agosto de 2030, podendo ser prorrogado no máximo por mais um período de 30 anos.

Entre agosto de 2002 e abril de 2004, a Cemar encontrava-se sob intervenção administrativa da ANEEL. Tal intervenção foi decretada encerrada com a troca de controle da COMPANHIA. Desde então a nova administração da CEMAR vem implementando uma reestruturação financeira e operacional, tendo focado suas atividades em seus clientes e no retorno do acionista. Tal reestruturação abrangeu diversas áreas, desde a renegociação de seus contratos de financiamento, com o correspondente alongamento do perfil da sua dívida, ate renegociações do fornecimento de materiais e prestação de serviços, implementação de uma política mais contundente na cobrança das contas em atraso e, por conseguinte, uma política de arrecadação mais eficiente. Tudo isto possibilitou que a CEMAR revertesse o passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2003 no montante de (R\$146.527), passando a apresentar um patrimônio líquido positivo em 31 de dezembro de 2005 no montante de R\$426.893, tendo declarado dividendos no exercício de 2005 no montante de R\$84.333.

(2) CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247 de 27 de março de 1996 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e incluem as demonstrações financeiras da COMPANHIA e de sua controlada CEMAR.

A participação na controlada CEMAR em 2005 e 2004 é de 64,96%, os ativos, passivos, e as receitas e despesas do exercício foram integralmente considerados nas demonstrações financeiras consolidadas.

Adicionalmente, os seguintes procedimentos de consolidação foram adotados, quando aplicável:

- ✓ Eliminação das participações no Patrimônio Líquido da controlada;*
- ✓ Eliminação do resultado de Equivalência Patrimonial;*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

- ✓ *Eliminação dos saldos de Ativos e Passivos entre as empresas consolidadas; e*
- ✓ *Destaque da participação de minoritários no passivo e na demonstração do resultado do exercício.*

Os balanços patrimoniais, em 31 de dezembro de 2005 e 2004, e as demonstrações do resultado dos exercícios findos naquelas datas, da CEMAR estão assim compostos, de forma condensada:

	CEMAR	
	2005	2004
Ativo	<u>1.310.993</u>	<u>895.499</u>
<i>Ativo circulante</i>	404.277	349.176
<i>Realizável a longo prazo</i>	277.749	42.486
<i>Permanente</i>	628.967	503.837
Passivo e patrimônio líquido	<u>1.310.993</u>	<u>895.499</u>
<i>Circulante</i>	350.722	189.713
<i>Exigível a longo prazo</i>	533.378	550.726
<i>Patrimônio líquido</i>	427.893	155.060

	CEMAR	
	2005	2004
<i>Receita operacional líquida</i>	665.444	526.125
<i>Custo de bens e serviços vendidos</i>	<u>(413.040)</u>	<u>(361.013)</u>
	252.404	165.112
<i>Despesas operacionais - líquido das receitas</i>	<u>(113.682)</u>	<u>(120.257)</u>
<i>Resultado do serviço</i>	138.722	44.855
<i>Despesas financeiras - líquido das receitas</i>	<u>(21.651)</u>	<u>(74.259)</u>
<i>Resultado operacional</i>	117.071	(29.404)
<i>Resultado não operacional</i>	706	(1.670)
<i>Resultado antes do imposto de renda e contribuição social</i>	117.777	(31.074)
<i>Imposto de renda e contribuições sociais</i>	241.874	-
<i>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</i>	<u>359.651</u>	<u>(31.074)</u>

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As demonstrações financeiras estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, associadas às disposições previstas na Lei das Sociedades por Ações, da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e normas aplicáveis às concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica estabelecidas pela ANEEL.

Tendo em vista que neste exercício a CEMAR promoveu pequenas alterações na classificação de algumas contas, efetuamos as respectivas reclassificações nas demonstrações financeiras consolidadas do exercício de 2004 a fim de permitir a comparabilidade das informações.

Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotadas algumas estimativas para a contabilização das transações, tais como: contas a receber de consumidores não faturados, provisão para devedores duvidosos e provisões para contingências, dentre outras, cujos resultados reais podem apresentar variações com relação às estimativas feitas.

a) Efeitos inflacionários:

Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249/95, estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias de ativos e passivos indexados em função das disposições contratuais. As parcelas componentes do ativo permanente, patrimônio líquido e das obrigações vinculadas à concessão estão atualizadas até 31 de dezembro de 1995, pela sistemática de correção monetária oficial até então vigente.

b) Ativos circulante e realizável a longo prazo:

Disponibilidades e Aplicações Financeiras - As aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até a data de encerramento das demonstrações financeiras.

Consumidores e Revendedores - Esses saldos incluem os valores faturados aos consumidores finais e concessionários revendedores, a receita referente à energia consumida e não faturada, a receita da recomposição tarifária extraordinária - RTE (esta última apenas em 2004), uso da rede, serviços prestados e acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa - Constituída em montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização das contas a receber.

Estoques - Os materiais em estoque no almoxarifado estão registrados ao custo médio de aquisição, ajustado por provisão para perdas, quando necessário, e não excedem o valor de mercado.

Baixa Renda - Inclui os valores decorrentes dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial de baixa renda, estabelecida pela Lei nº 10.438/02.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

As demais contas integrantes dos ativos circulante e realizável de longo prazo estão demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações incorridos até a data do balanço.

c) Investimento

Inclui a participação em controlada avaliada pelo método de equivalência patrimonial. Inclui também o ágio registrado na aquisição da controlada, decorrentes da diferença entre o preço de aquisição pago e o valor do patrimônio contábil da empresa adquirida, em conformidade com a Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996. Até o exercício findo em 2004 a COMPANHIA efetuava esta amortização de maneira linear pelo prazo remanescente do contrato de concessão da controlada, uma vez que a controlada não apresentou rentabilidade nos anos iniciais da concessão. A partir de 2005, um ano após o fim da intervenção, e com a CEMAR tendo atingido a lucratividade, a amortização passou a ser feita proporcionalmente às curvas do lucro líquido projetado para o período remanescente do contrato de concessão da CEMAR.

d) Permanente

O imobilizado está registrado ao custo de aquisição corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995, deduzido de depreciação calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, às taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 02 de 24 de dezembro de 1997 e nº 44, de 17 de março de 1999. O valor apurado é debitado parte ao resultado e parte ao custo das obras em andamento, em função da utilização de tais bens.

Os gastos que representam o aumento da capacidade instalada ou da vida útil do bem são considerados como ativo imobilizado e capitalizados. Os gastos com manutenção e reparo são registrados no resultado, respeitando-se o regime de competência.

Em função do disposto na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, variações monetárias e encargos financeiros, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo. Em 2005, o valor registrado foi de R\$759 (em 2004 não houve esse custo).

Conforme Instrução Contábil 6.3.23, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, o valor correspondente às Obrigações Vinculadas à Concessão está sendo apresentado como redutor do Ativo Imobilizado. As citadas obrigações referem-se aos valores recebidos de consumidores para possibilitar a realização dos empreendimentos necessários ao atendimento dos pedidos de fornecimento de energia elétrica, e à participação da União no que diz respeito aos recursos recebidos da União, do Estado do Maranhão e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica, incluindo os recursos do Programa Nacional de Universalização e Uso de Energia Elétrica na Zona Rural.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

e) Passivos circulantes e realizável a longo prazo:

Empréstimos, financiamentos, debêntures e dívidas com pessoas ligadas - Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial incorrida até a data do balanço, além dos juros e demais encargos previstos contratualmente e apropriados como despesas financeiras até a data do balanço.

Provisões para contingências - Estão constituídas com base na avaliação do risco potencial de perda sobre as ações em andamento, embasadas em relatórios preparados por consultores jurídicos externos e pelos consultores jurídicos da CEMAR.

Provisões - Uma provisão é reconhecida no balanço quando a COMPANHIA possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar tal obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

f) Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

O imposto de renda e a contribuição social corrente foram calculados com base nas alíquotas efetivas do imposto de renda e da contribuição social sobre lucro líquido e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

Em 2005, a CEMAR reconheceu ativo de imposto de renda e contribuição social diferidos referente ao prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social acumulados e ainda sobre as diferenças temporárias apuradas no exercício. As projeções de lucro tributável da CEMAR, elaboradas por sua administração e aprovadas pelo Conselho de Administração em 20 de janeiro de 2006, indicam que esse ativo será realizado em menos de 10 anos.

g) Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão patrocinado pela CEMAR são reconhecidos pelo regime de competência e em conformidade com a deliberação CVM nº 371/00.

h) Resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)****(4) DISPONIBILIDADES E APLICAÇÕES FINANCEIRAS**

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas junto a instituições financeiras nacionais de primeira linha, remuneradas na sua maior parte, conforme variação do CDI, em condições e taxas normais de mercado, e estão disponíveis para serem utilizadas nas operações da Sociedade e sua controlada. Dentre as aplicações está um fundo exclusivo administrado pelo Banco Pactual, FIQ-CEMAR, cuja carteira é composta por quotas de outros fundos de investimento não exclusivos. Vide composição em 31 de dezembro de 2005:

Agente Financeiro	Tipo de Aplicação	Venctº	Taxas	2005	2004
Banco do Nordeste	Fundos de Investimentos	-	100%CDI	1.125	-
Bradesco	CDB	Diversos	98%CDI	789	884
	Fundos de Investimentos	-	89%CDI	3.188	2.800
	Fundos de Investimentos	-	-	1.246	-
CEF	Fundos de Investimentos	-	94%CDI	-	744
	Fundos de Investimentos	-	94%CDI	218	234
Pactual	CDB	jun/05	100%CDI	-	1.056
	Fundos de Investimentos	-	101%CDI	124.791	110.962
	Fundos de Investimentos	-	100%CDI	545	-
	Letras do Tesouro Nacional	jul/06	17,01% aa	184	-
Total				132.087	116.680

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

(5) CONSUMIDORES E REVENDEDORES

Os créditos a receber, de curto e longo prazo, decorrentes da venda de energia e prestação de serviços de transmissão, apresentam a seguinte composição:

a) Composição por vencimento

	Saldo em 31.12.2005				PDD	Total	Saldo em 31.12.2004
	Vincendos	Vencidos		Total			
		Até 90 dias	Mais de 90 dias				
CIRCULANTE							
<u>Consumidores:</u>							
Residencial	21.745	18.524	2.860	43.129	3.757	39.372	28.442
Industrial	5.966	7.514	2.451	15.931	3.703	12.228	7.278
Comercial	14.009	5.993	1.084	21.086	889	20.197	15.066
Rural	1.689	1.857	473	4.019	84	3.935	2.394
Poder Público	4.878	2.519	683	8.080	275	7.805	8.846
Iluminação Pública	2.756	1.065	4.287	8.108	5.541	2.567	2.795
Serviço Público	4.317	874	305	5.496	549	4.947	5.284
Renda Não Faturada	20.516	-	-	20.516	-	20.516	29.928
RTE (Nota 5 (d))	-	-	-	-	-	-	18.044
RTD (Nota 5 (e))	21.799	-	-	21.799	-	21.799	-
PERCEE	113	-	-	113	-	113	99
Enc. Cap. Emergencial	462	409	243	1.114	-	1.114	2.496
Parcelamento	15.008	3.484	2.878	21.370	1.531	19.839	24.987
Outras	2.250	2.293	5.090	9.633	4.916	4.717	-
Subtotal	115.508	44.532	20.354	180.394	21.245	159.149	145.659
Concessionárias	12	-	-	12	-	12	4
CCEE (Nota 5 (c))	-	-	1.491	1.491	1.490	1	-
Total de consumidores	115.520	44.532	21.845	181.897	22.735	159.162	145.663
Cheques em Cobrança	794	-	-	794	794	-	-
Serviços Prestados	-	-	2.906	2.906	2.906	-	-
Total do Circulante	116.314	44.532	24.751	185.597	26.435	159.162	145.663
LONGO PRAZO							
<u>Consumidores:</u>							
Parcelamento	8.527	-	-	8.527	-	8.527	9.734
RTE (Nota 5 (d))	-	-	-	-	-	-	-
Cheques em Cobrança	2.293	-	-	2.293	2.293	-	-
CCEE (Nota 5 (a))	8.010	-	-	8.010	-	8.010	9.616
Total do Longo Prazo	18.830	-	-	18.830	2.293	16.537	19.350
TOTAL GERAL	135.144	44.532	24.751	204.427	28.728	175.699	165.013

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

b) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa está de acordo com os critérios definidos na Instrução Geral 6.32 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a seguir resumidos:

Cientes com débitos relevantes

- *Análise individual do saldo a receber dos consumidores por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.*

Para os demais casos

- *Consumidores residenciais - vencidos há mais de 90 dias;*
- *Consumidores comerciais - vencidos há mais de 180 dias;*
- *Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros - vencidos há mais 360 dias*

c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE é o ambiente onde são transacionadas as sobras energéticas (energias no curto prazo) verificadas entre os valores de geração e de carga realizados e contratados/previstas, e são registrados pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas por este órgão. Nos meses em que estas informações não são disponibilizadas em tempo hábil por aquele órgão, os valores são estimados pela CEMAR, utilizando as informações disponíveis.

Os valores correspondentes às operações junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pela mesma.

A divulgação da apuração das operações efetuadas no âmbito da CCEE, para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, apresentou o montante de R\$64.986. Deste total, há um saldo a receber de R\$8.010 (2004 - R\$11.106), que está sendo contestado judicialmente. Este saldo poderá estar sujeito a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor. Do montante do saldo não contestado, o valor de R\$1.490 representa inadimplência, e está provisionado.

A receita total nesse exercício, líquida dos ajustes de períodos anteriores divulgados pelo CCEE, monta a R\$1.031 (R\$1.634 em 2004).

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

d) Acordo Geral do Setor Elétrico - RTE

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o “Acordo Geral do Setor Elétrico”, definindo os critérios para recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se dará através de adicional tarifário nas contas de fornecimento de energia, sendo 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

As Resoluções ANEEL 480/2002 (perda de margem) e 001/2004 (ressarcimento do gerador), homologaram os valores referentes a CEMAR no valor de R\$29.250 e R\$33.570, respectivamente. Tais perdas de margem da concessionária e a energia livre arrecadada dos consumidores são repassadas aos geradores de energia, acrescidos dos impostos incidentes sobre o faturamento e da atualização monetária, conforme preceitua as Resoluções ANEEL 369/2002 e 36/2003. A Resolução 001/2004 da ANEEL fixou em 46 meses o prazo máximo de permanência da RTE na tarifa da CEMAR, contados a partir de dezembro de 2001 e encerrando-se em outubro de 2005.

Os itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico vinham sendo remunerados com base na variação da taxa SELIC - Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, (BACEN), acrescida de juros de 1% a.a. sobre 90% do saldo. Em 20 de dezembro de 2005, a ANEEL, através do Ofício Circular nº 2.212, estabeleceu os seguintes procedimentos para o cálculo da remuneração:

- Para o item Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a incidência da remuneração deverá ser: (i) sobre o montante financiado, que corresponde a 90% dos valores homologados pela ANEEL, taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a.; e (ii) sobre os 10% não financiados, taxa SELIC (BACEN);*
- Para o item Energia Livre, para o caso em que a Geradora obteve o financiamento junto ao BNDES, calcular a remuneração pela taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., e para as geradoras que não obtiveram financiamento a remuneração deverá ser calculada somente pela taxa SELIC (BACEN);*
- Para o item “Parcela A”, a remuneração deverá ser apropriada utilizando a taxa SELIC (BACEN).*

Em dezembro de 2005 a CEMAR já havia recuperado toda a RTE, restando em seu passivo o valor não arrecadado a repassar aos geradores, que foi atualizado pela variação da SELIC mais 1% a.a., com base no Ofício Circular nº 2.212, e registrado como fornecedores - Ressarcimento aos Geradores.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

A seguir, o resumo dos principais efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico na CEMAR:

	2005	2004
<i>Ativo - Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE</i>		
<i>Perda de margem mais tributos</i>	37.659	37.659
<i>Energia livre mais tributos</i>	34.841	34.841
	<u>72.5</u>	<u>72.5</u>
<i>Atualização</i>	20.328	19.193
<i>Amortização da perda de margem e energia livre</i>	<u>(92.828)</u>	<u>(73.649)</u>
<i>Saldo da RTE (circulante e longo prazo)</i>	<u>-</u>	<u>18.044</u>
<i>Passivo</i>		
<i>PIS e COFINS - circulante</i>	-	(659)
<i>Ressarcimento aos geradores - Curto e longo prazo</i>	(33.570)	(33.570)
<i>Amortização do ressarcimento (pagamento aos geradores)</i>	42.526	23.022
<i>Atualização</i>	<u>(12.107)</u>	<u>(8.725)</u>
<i>Saldo do passivo (circulante e longo prazo)</i>	<u>(3.151)</u>	<u>(19.932)</u>
EFEITO LÍQUIDO TOTAL	<u>(3.151)</u>	<u>(1.888)</u>

e) Recomposição Tarifaria Diferida - RTD

O processo de revisão tarifária, previsto nos contratos de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica, aconteceu pela primeira vez no caso da CEMAR em agosto de 2005, e a sua realização está prevista a cada quatro anos. Este processo tem como objetivo redefinir o nível das tarifas de fornecimento de energia elétrica, baseando-se em custos operacionais eficientes e na adequada remuneração sobre os investimentos realizados de forma eficiente e prudente pelas empresas.

O processo de Revisão Tarifária da CEMAR teve início em 2004 e foi concluído no dia 22 de agosto de 2005 com a divulgação pela ANEEL do novo reposicionamento tarifário da CEMAR. As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMAR tiveram reajuste médio de 15,95%, sendo que a ANEEL autorizou por meio da Resolução Homologatória nº 196 de 22 de agosto de 2005, apenas o repasse de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. O recebimento pela CEMAR da diferença do índice, foi diferido em três parcelas para os anos de 2006, 2007 e 2008.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

A CEMAR está contabilizando mensalmente a parcela do Reposicionamento Tarifário Diferido - RTD, constituído pela diferença entre o índice médio homologado de 15,95% e o índice médio autorizado para repasse às tarifas de 10,96%, calculado sobre sua receita bruta (antes da aplicação do reajuste autorizado). De acordo com a Resolução Homologatória 196, a ANEEL incluirá na parcela B dos reajustes tarifários dos próximos três anos (agosto de 2006, 2007 e 2008) valor específico para compensar a diferença de reajuste postergado. Até 31 de dezembro de 2005, a CEMAR contabilizou como Ativo Regulatório o valor de R\$21.799. Esse ativo será constituído até o próximo reajuste tarifário, que ocorrerá em agosto de 2006, quando o mesmo começará a ser amortizado.

(6) IMPOSTO A RECUPERAR

Os saldos de curto e longo prazo em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados como segue:

	2005		2004	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
IR sobre aplicações financeiras	5.478	-	5.856	-
COFINS a compensar	503	-	3.321	-
IR e CS antecipado	5.175	-	-	-
PIS a compensar	109	-	1.161	-
ICMS a recuperar CIAP	7.041	17.337	4.294	5.853
Outros	1.238	-	1.572	-
TOTAL	19.544	17.337	16.203	5.853

(7) BAIXA RENDA

Em 1º de julho de 2003, a ANEEL emitiu a Resolução nº 320 que acrescentou novos procedimentos para a homologação da subvenção econômica para os consumidores integrantes da subclasse residencial de Baixa Renda. Tal resolução determinava a liquidação dos valores já liberados a título de financiamento com a utilização dos recursos da subvenção e cancelava os correspondentes contratos de financiamento. Em 31 de Dezembro de 2005 o saldo de R\$9.167 (R\$7.657 em 2004) representa os valores a receber da ELETROBRÁS, cujos recursos serão liberados em 2006.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

(8) PAGAMENTOS ANTECIPADOS

Os pagamentos antecipados estavam assim compostos:

	2005	2004
<i>Compensação de Variação de Custos da Parcela A</i>	21.524	22.647
<i>Debêntures</i>	61	77
<i>Ativo regulatório PIS/COFINS</i>	2.632	6.673
<i>Outros</i>	959	464
Total	25.176	29.861
<i>Curto Prazo</i>	22.500	14.618
<i>Longo Prazo</i>	2.676	15.243

Incluem principalmente a Conta de Compensação da Variação de Valores dos Itens da “Parcela A - CVA”, de acordo com a Portaria Interministerial nº 025/02 do Ministério das Minas e Energia, que representa os acréscimos dos custos não gerenciáveis pela CEMAR, que somente serão considerados na próxima revisão tarifária. De acordo com os procedimentos adotados pela ANEEL, o reajuste tarifário contempla percentuais para a amortização da Conta de Compensação de Valores de Itens da Parcela A - CVA. O percentual aplicado para a amortização no caso da CEMAR, de acordo com o último reajuste tarifário ocorrido em agosto de 2005, foi de 3,80% sobre o faturamento do mês.

Do montante de R\$21.524 em 31 de dezembro de 2005, R\$18.043 correspondem a valores que já estão sendo amortizados em função da revisão tarifária de agosto de 2005. A amortização acumulada no exercício findo em 31 de dezembro de 2005 montou a R\$21.856.

Adicionalmente, em 2004 a CEMAR registrou um ativo regulatório decorrente das majorações das alíquotas do PIS e da COFINS (“Ativo Regulatório - PIS e COFINS”) conforme a nova legislação (Lei nº10.637, de 30 de dezembro de 2002, Lei nº 10.833 de 29 de dezembro de 2003 e Lei nº 10.865 de 30 de abril de 2004). O reconhecimento desse ativo foi homologado pelo Ofício Circular 302 de 25 de fevereiro de 2005, que reconheceu o direito da CEMAR de requerer a compensação desse custo adicional na última revisão tarifária, o que ocorreu em agosto de 2005. A Resolução Homologatória nº 196, de 22 de agosto de 2005 incluiu no aumento da tarifa o montante necessário para a recuperação desse ativo. O saldo restante no longo prazo representa as perdas apuradas no período de 1º de agosto a 28 de agosto de 2005, que não foram consideradas na última revisão tarifária, e deverão ser consideradas na próxima.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

(9) IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

Desde 2004 a CEMAR se encontra em processo de reestruturação, tendo este processo se iniciado com a reorganização da estrutura de capital em 2004, e continuado com a reorganização de suas atividades operacionais. Em função disto, a Administração, baseada no disposto na Instrução CVM 371/2000, entendeu que o ativo fiscal diferido decorrente de prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias deve ser reconhecido nesse exercício.

Estes créditos fiscais diferidos não possuem prazo de prescrição para sua recuperação, e estão registrados em consonância com as disposições da Deliberação CVM nº 273, de 20 de agosto de 1998, e da Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002. Esses créditos estão registrados no Ativo Circulante e no Realizável a Longo Prazo, considerando a expectativa de sua realização, determinada com base nas projeções de resultados futuros da CEMAR, observando o limite de 30% para compensação anual com lucros tributáveis, exceto para os créditos decorrentes de diferenças temporárias, que serão integralmente recuperados no momento da realização do principal.

Composição dos créditos de imposto de renda e contribuição social

<i>Imposto de renda:</i>	
<i>Prejuízos fiscais</i>	204.195
<i>Diferenças temporárias</i>	14.009
<i>Contribuição social:</i>	
<i>Base negativa</i>	36.033
<i>Diferenças temporárias</i>	<u>5.044</u>
<i>Total</i>	<u><u>259.281</u></u>

Expectativa de recuperação

Baseada em estudos técnicos de viabilidade que indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos, a Administração da CEMAR estima que a expectativa de realização dos créditos fiscais possa ser assim representada:

<u>Expectativa de Realização</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011 a 2016</u>	<u>Total</u>
<i>Impostos Diferidos</i>	21.480	22.106	24.173	29.249	31.892	130.381	259.281

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da CEMAR e do mercado que a mesma opera. Tais estudos foram aprovados pelo Conselho de Administração da CEMAR.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa de imposto de renda (IR) e contribuição social (CS) debitada em resultado é demonstrada como segue:

	IR	CS
<i>Lucro contábil antes do imposto de renda e da contribuição social</i>	117.777	117.777
<i>Alíquota fiscal</i>	<u>25%</u>	<u>9%</u>
<i>Imposto de renda e contribuição social: Pela alíquota fiscal</i>	29.444	10.599
<i>Adições: Despesas não dedutíveis</i>	47.097	16.965
<i>Exclusões: Reversões de provisões e diferimento de RTD e ativos regulatórios</i>	(58.256)	(20.972)
<i>Outros itens: Compensação de prejuízo fiscal e Base negativa</i>	<u>(5.493)</u>	<u>(1.978)</u>
<i>Imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício</i>	<u>12.792</u>	<u>4.614</u>
<i>Alíquota efetiva</i>	<u>10.8%</u>	<u>0,04%</u>

Incentivo fiscal de Imposto de Renda

Em 25 de novembro e 21 de dezembro de 2005, a Agência de Desenvolvimento do Nordeste - ADENE, que pertence ao Ministério de Integração Nacional, emitiu os Laudos Constitutivos nº 0289/2005 nº 0323/2005, respectivamente e que outorgam à CEMAR:

- *Laudos 0289 - 25% de redução do imposto de renda devido pela atividade desenvolvida no estado do Maranhão até janeiro de 2008, declinando este percentual para 12,5% a partir de 1 de janeiro de 2009 até 31 de dezembro de 2013.*
- *Laudos 0323 - 75% de redução do imposto de renda devido pela atividade desenvolvida no estado do Maranhão até o final do ano calendário de 2015, incidente sobre o excedente a 57,14% da capacidade instalada do empreendimento no estado do Maranhão.*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Esses incentivos impõem algumas obrigações e restrições:

- i. Cumprimento da legislação trabalhista e social e das normas de proteção e controle do meio ambiente;
- ii. Apresentação anual da declaração de rendimentos, indicando o valor da redução correspondente a cada exercício;
- iii. O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- iv. O valor deve ser contabilizado como reserva de capital, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo e/ou aumento do capital social;
- v. O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a produção na região incentivada; e
- vi. Apresentação anual, até 31 de dezembro de cada exercício, à ADENE de certidão de regularidade fiscal em relação aos tributos federais e da certidão negativa de débito para previdência social.

Para poder ser usufruído, os incentivos devem ser também, aprovados pela Receita Federal. Tais processos atualmente estão sob análise daquele Órgão.

(10) Investimento em companhia controlada e saldos com partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2005 e de 2004, as principais informações sobre os investimentos em participação societária e saldos e transações com partes relacionadas são como segue:

	Saldos em	
	2005	2004
<i>Em milhares de ações</i>		
<i>Composição acionária da controlada:</i>		
- Ações ordinárias	15.744.080.411	15.744.080.411
- Ações preferências - Classe A	123.923.178	123.923.178
- Ações preferências - Classe B	162.572.922	162.572.922
- Total de Ações	16.030.576.510	16.030.576.510
<i>Em milhares de R\$</i>		
<i>Patrimônio líquido da controlada</i>		
- Capital social	155.000	667.118
- Resultado do exercício	359.651	(31.074)

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

	Saldos em	
	2005	2004
- Prêmio emissão debêntures (reserva de capital)	-	177.592
- Total	427.018	155.060
 Participação da controladora		
- Total de ações	10.412.988.624	10.412.988.624
- Participação (%)	64.96%	64.96%
Movimentação conta de investimento	2005	2.004
Saldo inicial	100.722	(131.271)
Integralização de capital (a)	-	99.438
Ganho de capital (b)	-	44.410
Equivalência patrimonial (d)	231.680	88.145
Dividendos declarados pela controlada	(55.102)	-
Sub-Total	<u>277.300</u>	<u>100.722</u>
Ágio (c)	249.732	259.488
(-) Amortização	(2.812)	(9.756)
	<u>246.920</u>	<u>249.732</u>
Saldo final	<u>524.220</u>	<u>350.454</u>
 <i>Saldos com controladores e ligadas</i>		
Dívida com acionistas (d)	-	69.437
Dívida com Eletrobrás (e)	264.588	244.512
Encargos dívida Eletrobrás - despesa	(7.664)	(36.443)
FACEMAR (f)	27.412	25.136

(a) Em 30 de abril de 2004 a COMPANHIA capitalizou na controlada (CEMAR) o montante de R\$99.437 sendo R\$ 69.437 referente ao contas a receber pela assunção de dívida da CEMAR junto à PPL (vide (d) abaixo). Na mesma data, a Eletrobrás, acionista minoritário da CEMAR, capitalizou o montante de R\$55 milhões, passando a deter na ocasião aproximadamente 35% do capital social da CEMAR. Devido a tal mudança, o percentual de participação que a COMPANHIA detinha na CEMAR passou de 89,59% para 64.96%.

(b) Considerando que em 30 de abril de 2004 houve uma redução na participação que a COMPANHIA detinha na CEMAR (conforme descrito no item (a) acima), e que naquela data a CEMAR apresentava passivo a descoberto (oriundo de prejuízos acumulados), esta redução de participação nos referidos prejuízos acumulados, geraram ganho de capital para a COMPANHIA no montante de R\$44.411.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

- (c) O custo histórico do ágio é originário da aquisição de 84,68% de participação na CEMAR, em 30 de junho de 2000 e 4,91% em 31 de agosto de 2001, totalizando R\$266.711 e R\$25.099, respectivamente.
- (d) Em 2004 inclui variação patrimonial correspondente ao prêmio de emissão de debêntures, contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido da CEMAR (Nota 14).
- (e) A CEMAR possui saldos em aberto com a sua acionista minoritária Eletrobrás (conforme descrito na Nota 15).
- (f) A CEMAR possui saldo em aberto com a Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR - FASCEMAR (conforme descrito nas Nota 15).
- (g) Outras informações sobre a controlada

Plano de opção de compra de ações

Em 6 de dezembro de 2005, o Conselho de Administração da CEMAR aprovou o Plano de Opção de Compra de Ações da CEMAR, que foi ratificado pela AGE - Assembléia Geral Extraordinária de 23 de dezembro de 2005. O Conselho de Administração, em 30 de dezembro de 2005, também deliberou pela criação do Comitê de Administração para a gestão do referido Plano.

Estão habilitados a participar do mesmo os administradores e empregados da Companhia, na forma a ser definida pelo referido Comitê. O volume global oferecido é de até 3% (três por cento) das ações ordinárias emitidas atualmente pela Companhia, correspondendo a 495.791.026.118 ações ordinárias, ao preço de subscrição original de R\$0,01 por lote de 1.000 (mil) ações, corrigido pelo Índice Geral de Preços de Mercado divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV"), acrescido de juros de 8,0% a.a. (oito por cento ao ano), contados de maio de 2004 até a data do efetivo exercício das opções.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

(11) ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Taxa anual média de depreciação	2005	2004
<i>Produção:</i>			
<i>Imobilizado em serviço</i>		1.161	2.454
<i>Depreciação acumulada</i>	4,92%	(864)	(1.950)
<i>Imobilizado em curso</i>		352	356
		<u>649</u>	<u>860</u>
<i>Distribuição - Linhas e redes:</i>			
<i>Imobilizado em serviço</i>		1.075.373	980.251
<i>Depreciação acumulada</i>	4,23%	(464.890)	(423.958)
<i>Imobilizado em curso</i>		182.239	74.017
		<u>792.722</u>	<u>630.310</u>
<i>Comercialização:</i>			
<i>Imobilizado em serviço</i>		6.749	7.378
<i>Depreciação acumulada</i>	4,18%	(2.675)	(2.553)
<i>Imobilizado em curso</i>		2.583	416
		<u>6.657</u>	<u>5.241</u>
<i>Administração Central:</i>			
<i>Imobilizado em serviço</i>		16.839	14.452
<i>Depreciação acumulada</i>	7,93%	(7.190)	(5.897)
<i>Imobilizado em curso</i>		7.831	809
		<u>17.480</u>	<u>9.364</u>
		<u>817.508</u>	<u>645.775</u>
<i>Obrigações vinculadas a concessão:</i>			
<i>Contribuições do consumidor</i>		(6.384)	(6.395)
<i>Doações e subvenções e outras</i>		(107.545)	(60.744)
<i>Participação da União</i>		(74.833)	(74.833)
		<u>(188.792)</u>	<u>(141.972)</u>
		<u>628.746</u>	<u>503.803</u>

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

b) Imobilizado em curso

O saldo das imobilizações em curso está representado por obras em andamento, materiais em depósito e Adiantamento a fornecedores, nos montantes R\$162.327, R\$29.540 e R\$1.670 respectivamente (R\$31.555, R\$41.010 e R\$3.033, em 2004 respectivamente).

A CEMAR registrou em exercícios anteriores provisão para perda em obras paralisadas que montava a R\$2.837 em 2004. No exercício de 2005, após análise sobre a continuidade dessas obras, o montante total foi revertido em contrapartida à rubrica “Despesas não operacionais”.

Do valor total dos materiais em depósito, o montante de R\$15.466 (R\$20.340 em 2004), representa material em depósito para atender as necessidades do Programa Luz para Todos e refere-se principalmente aos postes, transformadores, cabos, medidores, conversores de potência, dentre outros, para utilização nas obras em andamento ou para a manutenção da rede atual. Foi constituída uma provisão para perdas referente aos itens sem movimentação há mais de 180 dias, no montante de R\$534 (2004 - R\$1.601), registrada em contrapartida da rubrica “Despesas não operacionais”.

c) Obrigações vinculadas à Concessão

As contribuições dos consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução dos empreendimentos necessários ao atendimento dos pedidos de fornecimento de energia elétrica. As doações e subvenções em curso são representadas substancialmente pelos valores repassados pela ELETROBRAS para financiamento do Programa Luz para Todos, no montante de R\$107.332 em 31 de dezembro de 2005. A participação da União corresponde às verbas federais recebidas para a execução de empreendimentos elétricos vinculado ao Serviço Público de Energia Elétrica.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Em virtude de sua natureza, essas contas não representam obrigações financeiras e, dessa forma, não devem ser incluídas como exigibilidades para fins da determinação dos indicadores financeiros.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção e distribuição de energia elétrica, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A Resolução ANEEL nº 20/99, de 3 de fevereiro de 1999, regulamenta a desvinculação dos bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo a autorização prévia para desvinculação dos bens que deixam de ser útil à concessão, quando destinados à alienação. Em 31 de dezembro de 2005 e 2004, não havia bens que deixaram de ser úteis ou bens que requeressem provisão para perdas.

(12) FORNECEDORES

<u>Descrição</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
<i>Suprimento e encargos de conexão:</i>		
- ELETRONORTE	13.319	22.468
- CHESF	5.953	1.025
- COPEL	2.185	-
- Furnas Elétricas	7.230	-
- Cesp/Banco Itaú	1.857	-
- Outros	2.409	268
Energia de curto Prazo	302	715
Uso do sistema de transmissão	5.694	7.122
Ressarcimento aos geradores - Energia livre	3.151	19.273
Materiais e serviços	75.206	20.777
	<u>117.306</u>	<u>71.648</u>

Suprimento de energia

Em dezembro de 2005, terminam os contratos iniciais de fornecimento de energia contratados pela CEMAR junto a ELETRONORTE e a CEPISA, que representam uma aquisição de 932.112 GWh de energia. Entretanto, conforme o Decreto/Lei 5.163 de 30 de julho de 2004, que integra a nova legislação que regulamenta o setor elétrico, a CEMAR negociou novos Contratos para a Compra de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, conforme descrito abaixo:

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENERGIA CONTRATADA (MWh)	4.055.523	4.289.992	4.626.971	4.852.694	4.839.435	4.735.191	4.735.191	4.748.164	1.737.214	617.771
ELETRONORTE (Contrato inicial)	917.610	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEPISA (Contrato inicial)	14.502	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CHESF (Leilão)	148.920	148.920	-	-	-	-	-	-	-	-
ELETRONORTE (Leilão)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LEILÃO - Aneel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produto 2005	2.922.632	2.922.632	2.922.632	2.930.639	2.922.632	2.922.632	2.922.632	2.930.639	-	-
Produto 2006	-	1.110.517	1.110.517	1.113.560	1.110.517	1.110.517	1.110.517	1.113.560	1.110.517	-
Produto 2007	-	-	405.307	406.418	405.307	405.307	405.307	406.418	405.307	405.307
Produto 2008	-	-	-	213.046	212.463	212.463	212.463	213.046	212.463	212.463
Proinfra	-	23.652	104.244	104.530	104.244	-	-	-	-	-
MCSD	51.859	51.859	51.859	52.001	51.859	51.859	51.859	52.001	-	-
MCSD 4%	-	32.412	32.412	32.501	32.412	32.412	32.412	32.501	8.926	-

Encargo de uso da rede elétrica

Em 1999, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica assinaram com as 15 empresas transmissoras de energia e o Operador Nacional do Sistema - ONS, órgão criado para conduzir o planejamento e a operação do sistema elétrico brasileiro, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, os quais as obrigam a pagar pelo uso dos ativos de transmissão, visto a interligação de todo o sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica.

(13) TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2005		2004	
	CIRCULANTE	LONGO PRAZO	CIRCULANTE	LONGO PRAZO
ISS	1.114	470	585	425
Encargos sociais e outros	3.412	-	2.085	-
ICMS	19.953	197	14.842	304
Provisão de IR e CS	18.919	-	-	-
PIS e COFINS	7.342	-	18.341	-
REFIS/PAES (a)	4.800	-	4.800	4.698
	55.540	2.314	40.653	5.427

(a) Programa de Recuperação Fiscal - REFIS / Parcelamento Especial - PAES ("REFIS - II")

Em 29 de novembro de 2000, a CEMAR ingressou no Programa de Recuperação Fiscal - REFIS. Esse programa visa à regularização dos créditos da União, dos tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal - SRF e pelo Instituto Nacional do Seguro Social - INSS, relativos aos fatos geradores ocorridos até 28 de fevereiro de 2000. O programa previu, e foram utilizados, os créditos tributários oriundos de prejuízos fiscais e da base negativa da contribuição social, para a liquidação dos valores correspondentes às multas e aos juros incluídos no programa, bem como a atualização monetária do saldo com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. O pagamento da dívida fiscal apurada, no caso da CEMAR, estava sendo efetuado em 60 parcelas mensais desde março de 2000, segundo as

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

regras do REFIS. Como garantia, em caso da exigibilidade da dívida com o REFIS, foram oferecidos os créditos oriundos das vendas da energia elétrica.

Em 30 de maio de 2003, através da Lei nº 10.684/03 (Parcelamento Especial -PAES), o Governo Federal permitiu um novo parcelamento em até 180 meses, para os débitos junto à Receita Federal, Procuradoria da Fazenda Nacional e Instituto Nacional do Seguro Social (INSS), vencidas até 28 de fevereiro de 2003, inscritos ou não na dívida ativa, mesmo em fase de execução fiscal ou que tenham sido objeto de parcelamento anterior, com correção mensal da TJLP. Neste sentido a CEMAR, em 31 de julho de 2003, ingressou nesse programa optando pelo parcelamento em 120 meses, incluindo os débitos fiscais, onde houve a desistência de processos judiciais e administrativos, conforme descrito a seguir:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Saldo no início do exercício	9.498	11.439
Pagamentos no ano	(3.844)	(2.978)
Atualizações	793	1.037
Saldo no final do exercício	<u>6.447</u>	<u>9.498</u>
Circulante	<u>4.800</u>	<u>4.800</u>
Longo Prazo	<u>1.647</u>	<u>4.698</u>

Com o ingresso no Parcelamento Especial - PAES, a CEMAR assumiu determinadas obrigações conforme a legislação correspondente, dentre as quais se destacam:

- a autorização de acesso irrestrito, pela Secretaria da Receita Federal - SRF, às informações relativas à sua movimentação financeira;
- o acompanhamento fiscal específico, com o fornecimento periódico em meio magnético dos dados, inclusive os indicativos das receitas;
- o cumprimento regular das obrigações para com o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FGTS e o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural - ITR; e
- o pagamento regular das parcelas do débito consolidado, nos termos detalhados pela norma, bem como dos tributos e das contribuições vencidas a partir de 1º de março de 2003, em relação aos quais fica excluída qualquer outra forma de parcelamento.

A exclusão da pessoa jurídica do PAES implicará na exigibilidade imediata da totalidade do débito confessado e ainda não pago, e a automática execução da garantia prestada.

O valor da dívida da CEMAR constante do documento de dívida referente ao PAES inclui alguns valores já liquidados pela CEMAR, no montante aproximado de R\$12.049 em 31 de dezembro de 2005. A CEMAR vem efetuando os pagamentos mensais com base no valor total informado pelo Governo e já está tomando medidas judiciais para discussão da revisão do valor.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

(14) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	2005			2004		
	Curto prazo		Longo prazo	Curto prazo		Longo Prazo
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
Moeda estrangeira						
<i>Tesouro Nacional (i)</i>	<u>199</u>	<u>1.186</u>	<u>15.814</u>	<u>197</u>	<u>1.774</u>	<u>19.292</u>
	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292
Moeda nacional						
<i>ELETROBRÁS (ii)</i>	-	2.116	264.588	-	1	244.512
<i>ELETRONORTE (iii)</i>	-	18.839	145.231	-	18.024	155.516
<i>Instituições Financeiras (iv)</i>	-	7	5.228	283	10.412	7.345
	-	20.962	415.047	283	28.437	407.373
<i>Empréstimos - dívida com a FASCEMAR (v)</i>	-	3.173	24.239	87	1.109	23.940
<i>Dívida com Acionista - Moeda nacional (nota 9)</i>	-	-	-	-	-	69.437
Total de empréstimos e financiamentos	199	25.321	455.100	567	31.320	520.042
<i>Debêntures (vi)</i>	-	6.263	17.458	-	6.785	23.165
TOTAL DA DÍVIDA	199	31.584	472.558	567	38.105	543.207

b) Sumário das principais operações:

(1) *O saldo com o Tesouro Nacional refere-se aos financiamentos dos contratos de médio e longo prazo e os juros devidos a bancos comerciais e outros credores estrangeiros, não depositados no Banco Central do Brasil, nos termos das Resoluções nº 1.541/88 e nº 1.564/89, do Conselho Monetário Nacional - CMN, que foram objeto de permuta por bônus emitido pela União. Esta dívida está garantida por receitas da CEMAR, provenientes do fornecimento de energia.*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

- (2) *Os contratos com a ELETROBRÁS referem-se basicamente aos recursos para construção de linhas de transmissão e de subestações, para o Programa de Supervisão, Automação e Controle - SAC e ao Programa de Conservação de Energia. Os financiamentos estão garantidos por vinculação das receitas da CEMAR e, em alguns casos, por notas promissórias. No segundo trimestre de 2004, a dívida foi negociada conforme descrito a seguir.*

Os créditos oriundos dos contratos de empréstimos e financiamentos, no montante de R\$256 milhões foram renegociados no segundo trimestre de 2004 nas seguintes bases:

- Capitalização de R\$55 milhões, convertidos em aproximadamente 35% do capital social da CEMAR, representado por 35% das ações ordinárias e 35% das preferenciais, ao preço de R\$0,01 por lote de mil ações;*
- Repactuação do saldo remanescente, no montante de R\$201 milhões (em valores de 31 de dezembro de 2003), para pagamento em um prazo de até 20 anos, mantidas predominantemente a remuneração e as garantias asseguradas nos instrumentos contratuais vigentes nessa data. Adicionalmente, até 31 de dezembro de 2008 a ELETROBRÁS poderá utilizar parte dos créditos em seu favor para aumentar a sua participação acionária na CEMAR, até o limite máximo de 40% do capital social da CEMAR. O preço estabelecido para este fim, será de R\$0,20 por lote de mil ações independentemente do valor patrimonial ou de mercado na ocasião. A ELETROBRÁS participa da administração da CEMAR através da indicação de um membro da Diretoria, dois membros do conselho de Administração e dois membros do Conselho Fiscal.*

- (3) *O saldo da dívida com a ELETRONORTE*

Fornecimento de energia:

Durante o 2º trimestre de 2004, as diferenças acumuladas relativas às faturas de junho a dezembro de 2001, relacionadas aos ajustes com o racionamento de energia adquirida para o período de janeiro a março de 2002 e as diferenças das faturas de abril a julho de 2002, acrescidas dos respectivos encargos, com saldo atualizado até 14 de abril de 2004 no montante de R\$120.256, foram objeto de renegociação, através do “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica”, celebrado em 9 de setembro de 1999, que estabeleceu:

- Pagamento em 7 de maio de 2004, do montante de R\$21.227, corrigido monetariamente pelo IGP-M e acrescido dos juros nominais de 12% a.a. pró-rata dia, vencível.*
- O saldo remanescente de R\$99.029, está sendo corrigido monetariamente pelo IGP-M, acrescido dos juros nominais de 12% a.a., e pago em 60 parcelas mensais e sucessivas, calculadas pelo Sistema Francês de Amortização, com vencimento no dia 27 de cada mês, sendo o primeiro vencimento em 27 de maio de 2004.*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Transferência de ativos:

Saldo oriundo da transferência dos ativos correspondentes às instalações integrantes de seu sistema de 230 KV (“Termo de Transferências de Bens, Direitos e Instalações por Dação em Pagamento Parcial e Repactuação da Forma de Quitação de Débitos Remanescentes”). A diferença entre o valor dos bens transferidos e o saldo devedor da CEMAR com a ELETRONORTE resultou numa obrigação, para a qual a CEMAR ofereceu como garantia a vinculação de até 25% de suas receitas. Em 31 de março de 2000 foi assinado um novo “Protocolo” e em 31 de janeiro de 2002, o “Primeiro Aditivo” assinado, que repactuaram a dívida, conforme descrito a seguir:

- Saldo devedor de R\$61.441, atualizados até 31 de dezembro de 2003 pela variação do IGP-M;
 - Prazo de vencimento de 12 anos;
 - Carência de 03 (três) anos de amortização do principal conforme cláusulas descritas no respectivo instrumento contratual “Termo de Ajuste e Obrigações”;
 - Juros nominais de 12% a.a. mais a correção monetária pelo IGP-M.
- (4) As operações com as instituições financeiras em moeda nacional correspondem aos empréstimos para capital de giro, garantidos por nota promissória e em alguns casos por recebíveis. Inclui, também, financiamento com o BNDES, conforme estabelecido no Acordo Geral do Setor Elétrico, visando à reposição financeira da perda de receita decorrente do racionamento de energia elétrica e no Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica - CVA. Os contratos com o BNDES foram liquidados em Dezembro de 2005. Os Bancos Credores da CEMAR, conjuntamente com os mencionados debenturistas, aderiram ao “Acordo”, assinado em 26 de março de 2004, e posterior “Aditivo” contratual, de 12 de abril de 2004, celebrado conjuntamente com a CEMAR e a SVM Participações e Empreendimentos Ltda., no qual os credores privados se comprometeram a subscrever com os seus créditos uma nova emissão de debêntures.
- (5) Em 20 de março de 2001, foi repactuado o contrato de confissão de dívida entre a CEMAR e FASCEMAR - Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR, cujo fato gerador foi a dívida que a CEMAR detinha junto à FASCEMAR, proveniente das retenções e dos atrasos nos repasses de suas contribuições como patrocinadora da Fundação. Esse débito consolidado, em 31 de dezembro de 2005 corresponde ao montante de R\$27.412 (R\$25.136 em 2004), e está garantido por recebíveis da CEMAR. A dívida resultante deste contrato tem seu pagamento em 168 prestações mensais e consecutivas, desde abril de 2001, com incidência dos juros correspondentes a 102% do DI over extra grupo, calculado e divulgado diariamente pela CETIP.
- (6) Vide Nota Explicativa 15.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

c) Escalonamento das parcelas de empréstimos, financiamentos e debêntures vencíveis a longo prazo:

Em 31 de dezembro de 2005 os empréstimos, financiamentos e debêntures no longo prazo representam os montante de R\$472.558, e os seus vencimentos estão programados conforme descrito abaixo:

<u>Vencimento</u>	<u>2005</u>
2006	31.056
2007	40.100
2008	45.313
2009	47.213
Após 2009	308.876
Total	472.558

d) Composição por índice e moeda

- *Em moeda estrangeira*

<u>Moeda</u>	<u>Em US\$000</u>	<u>Variação 2005</u>	<u>Taxa de juros</u>
<i>Dólar norte-americano</i>	<u>7.347</u>	-8,27%	<i>Entre LIBOR + 0,81% a.a. e 8% a.a.</i>
Em 31 de dezembro de 2005	<u>7.347</u>		
Em 31 de dezembro de 2004	<u>8.010</u>		

- *Em moeda Nacional*

<u>Indexador</u>	<u>Em R\$</u>	<u>Variação 2004</u>	<u>Taxa de juros</u>
<i>IGP-M</i>	385.036	1,2%	<i>13,4% a 16,2% a.a.</i>
<i>FINEL</i>	55.674	0,2%	<i>9,4% a 14% a.a.</i>
<i>RGR</i>	19.020	-	<i>6,00% a.a.</i>
<i>CDI</i>	27.412	19,0%	<i>1,75% a 4,90% a.a.</i>
Em 31 de dezembro de 2005	<u>487.142</u>		
Em 31 de dezembro de 2004	<u>491.179</u>		

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

e) Demonstrativo do Resumo das Renegociações das Dívidas com os Credores:

Descrição	Data da Assinatura	Objetivo	Vencimento Final	Encargos Financeiros Atuais	Saldo em 31.12.2005	Saldo em 31.12.2004
Eletrobrás					266.703	244.513
<i>RES 150/00-2035/00</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>IGP-M + 13,4%aa</i>	<i>78.083</i>	<i>71.295</i>
<i>RES 150/00-2033/00</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>RGR + 6,8%aa</i>	<i>2.511</i>	<i>2.411</i>
<i>RES 150/00-2034/00</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>FINEL + 9,4%aa</i>	<i>41.217</i>	<i>38.883</i>
<i>ECF - 1510/97</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>FINEL + 14,0%aa</i>	<i>482</i>	<i>443</i>
<i>ECF - 1639/97</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>FINEL + 11,5%aa</i>	<i>5.724</i>	<i>5.331</i>
<i>ECF - 1645/97</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>FINEL + 13,6%aa</i>	<i>976</i>	<i>897</i>
<i>ECF - 1960/99</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2023</i>	<i>IGP-M + 4,0%aa</i>	<i>113.927</i>	<i>109.102</i>
<i>ECF - 1907/99</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>FINEL + 11,0%aa</i>	<i>810</i>	<i>757</i>
<i>ECF - 1908/99</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>FINEL + 9,4%aa</i>	<i>6.464</i>	<i>6.098</i>
<i>ECF - 1473/97</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/12/2015</i>	<i>RGR + 13,6%aa</i>	<i>193</i>	<i>178</i>
<i>ECOS - 027/04</i>	<i>2/6/2004</i>	<i>Cobertura dos custos diretos das obras referendo ao PLPT</i>	<i>30/12/2016</i>	<i>RGR + 6,0%aa</i>	<i>16.316</i>	<i>9.118</i>
Eletronorte					164.071	173.540
<i>Eletronorte - Protocolo</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/8/2015</i>	<i>IGP-M + 12,0%aa</i>	<i>83.139</i>	<i>75.891</i>
<i>Eletronorte - Suprimento</i>	<i>27/4/2004</i>	<i>Renegociação de Dívida</i>	<i>30/4/2009</i>	<i>IGP-M + 12,0%aa</i>	<i>80.932</i>	<i>97.649</i>
Tesouro Nacional	12/5/1997	Renegociação de Dívida	11/4/2024	US\$ + (Libor/Sem+jrs)	17.198	21.263
Fascemar	20/3/2001	<i>Renegociação de Dívida</i>	2/3/2015	102%CDI	27.413	25.136
Debêntures 2ª Emissão	2/9/2004	<i>Renegociação de Dívida</i>	1/6/2009	Bônus + 12%aa	23.721	29.950
BNDES					-	13.208
<i>BNDES - Acordo Setor</i>	<i>3/12/2003</i>	<i>Suprimentos de recursos</i>	<i>15/1/2006</i>	<i>SELIC + 1,0%AA</i>	<i>-</i>	<i>6.421</i>
<i>BNDES - CVA</i>	<i>3/11/2005</i>	<i>Suprimentos de recursos</i>	<i>15/9/2006</i>	<i>SELIC + 1,0%AA</i>	<i>-</i>	<i>6.787</i>
Concórdia CVA	28/6/2004	Compra/Venda de Debêntures	30/12/2023	IGP-M + 12,0%aa	2.618	2.416
Fundo CCV	28/6/2004	Compra/Venda de Debêntures	30/12/2023	IGP-M + 12,0%aa	2.618	2.416
TOTAL DA DÍVIDA					504.341	512.442

f) Programa de Universalização de Acesso e Uso de Energia Elétrica na Zona Rural:

A ANEEL, através da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, alterada pelas Resoluções nº 52 de 25 de março de 2004 e 175, de 28 de novembro de 2005, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

municípios com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos a apenas novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 KW.

No período de janeiro a dezembro de 2005, a CEMAR investiu aproximadamente R\$116.210 no Programa de Universalização, interligando 40.136 novos consumidores ao seu sistema de distribuição.

Em função do impacto do Programa Luz para Todos nas metas do Plano de Universalização, e visando a antecipação do prazo da Universalização, a ANEEL, através da Resolução nº 175, de 28 de novembro de 2005, solicitou uma nova revisão das metas para o período de 2005 a 2006 e estabeleceu o prazo até 30 de dezembro de 2005 para as concessionárias apresentarem um novo cronograma.

A CEMAR, em dezembro de 2005, encaminhou à ANEEL o cronograma revisado para o Plano de Universalização, e aguarda o pronunciamento da mesma.

Programa Luz para Todos

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Luz para Todos, no âmbito do Programa de Universalização, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

O Programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

Em maio de 2004 foi firmado um termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Estado do Maranhão e a CEMAR com a interveniência da ANEEL e da ELETROBRÁS, para o estabelecimento das premissas relativas a implantação do programa Luz para Todos, na área de concessão da CEMAR, propiciando o atendimento de aproximadamente 249.000 novos consumidores no meio rural no período 2004-2008. Neste instrumento são definidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos.

A Portaria ANEEL nº 416, de 31 de agosto de 2005, aprovou a 2ª. Versão do Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades.

A CEMAR é signatária do Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção - ECFS nº 027/2004, assinado em 2 de junho de 2004, com a ELETROBRÁS, e seus aditivos ECFS 027-A/2004, ECFS 027-B/2004 e ECFS 027-C. Este contrato e seus aditamentos prevêem o atendimento de 47.043 famílias. O valor total do contrato é de R\$231.620, que corresponde a 85% do valor total a ser aplicado no Programa. Os restantes 15%, no valor de R\$40.750, serão empregados com recursos próprios, e cobrirão os custos indiretos do Programa. Os recursos da ELETROBRÁS serão aplicados conforme demonstrado a seguir:

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

O montante equivalente a até 11,3% do custo total das respectivas obras, estimadas em R\$272.370, exclusive as despesas com mão-de-obra, transporte e administração próprios, serão obtidos através dos recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, o qual corresponde a abertura de um crédito no valor de R\$30.883.

O montante total equivalente a até 73,7% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas com mão-de-obra, transporte e administração próprios, serão obtidos através dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, o qual corresponde à concessão de um crédito no valor de R\$200.737, a título de subvenção econômica, conforme a Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003.

Até 31 de dezembro de 2005 a CEMAR já havia recebido R\$122,3 milhões equivalente ao montante de 53,3% destinado pela ELETROBRAS ao Programa, sendo R\$163 milhões provenientes dos recursos da RGR e R\$106 milhões da CDE. A liberação dos 47,7% restante ocorrerá de acordo com a execução do Programa.

(15) DEBÊNTURES

As debêntures originalmente emitidas no montante de R\$150 milhões em junho de 2001, foram aplicadas na melhoria da estrutura de capital da CEMAR e destinaram-se ao financiamento do capital de giro e às inversões no programa de investimentos para a melhoria e a expansão dos serviços prestados pela CEMAR.

a) Características da primeira emissão das debêntures:

<u>Valor Nominal Unitário:</u>	R\$10.000,00
<u>Quantidade:</u>	15.000 debêntures.
<u>Espécie:</u>	Com garantia flutuante.
<u>Conversibilidade e Forma:</u>	Não conversível, nominativo escritural.
<u>Prazo e Data de Vencimento:</u>	60 meses, vencendo em 1º de junho de 2006.
<u>Juros Remuneratórios:</u>	100% da taxa média diária dos Depósitos Interfinanceiros - "Taxa DI", expressa na forma percentual ao ano, na base de 252 dias úteis, acrescida da sobretaxa de 1% (um ponto percentual) efetiva ao ano, na base de 252 dias.

b) Renegociação:

Em 25 de março de 2004, foi realizada a 13ª Assembléia Geral de Debenturistas - AGD da CEMAR, na qual os debenturistas presentes representando 99,6867% das 15.000 (quinze mil) debêntures em circulação deliberaram os seguintes assuntos:

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

- i) *Os debenturistas presentes, que representavam conjuntamente 97,7068% das debêntures em circulação, aprovaram os termos do “Acordo de Subscrição de Debêntures e Outros Pactos” (“Acordo”) apresentadas pela SVM Participações e Empreendimentos Ltda., que ficou arquivado na sede do Agente Fiduciário, bem como re-ratificaram a proposta de reestruturação das dívidas da CEMAR aprovada nos termos da 8ª Assembléia Geral dos Debenturistas.*
- ii) *Os demais debenturistas Fundos Concórdia Multi Investimento Financeiro (Fundo - CCV) e a Concórdia S.A. Corretora de Valores Mobiliários, Câmbio e Commodities, que possuíam conjuntamente 2,6666% das debêntures em circulação, aceitaram ajustar os seus créditos em condições similares às disponibilizadas para a ELETROBRÁS e a ELETRONORTE, mediante acordo firmado com a CEMAR e a SVM Participações e Empreendimentos Ltda., conforme abaixo discriminado.*

Neste contexto, foi aprovada na Assembléia Geral Extraordinária - AGE de 30 de abril de 2004, a emissão pública de 73.642 debêntures da CEMAR, com valor nominal de R\$1 mil cada, conversíveis em ações, com garantia flutuante. Tais debêntures foram emitidas em 16 de setembro de 2004, de acordo com a “Escritura da Segunda Emissão Pública das Debêntures Conversíveis em Ações e com Garantia Flutuante da CEMAR, com as seguintes características:

c) Características da primeira emissão das debêntures:

<u>Número da emissão:</u>	2ª emissão
<u>Série:</u>	Única
<u>Data da emissão:</u>	16/09/2004
<u>Quantidade:</u>	73.642 debêntures
<u>Valor Nominal:</u>	R\$1.000,00
<u>Montante Líquido da Emissão:</u>	R\$73.642.000,00
<u>Valor Nominal do Prêmio:</u>	R\$2.223,07
<u>Espécie:</u>	Com garantia flutuante
<u>Tipo de emissão:</u>	Simplex
<u>Natureza da emissão:</u>	Pública
<u>Conversibilidade e forma:</u>	conversíveis em ações nominativa escritural
<u>Prazo e data de vencimento:</u>	60 meses vencendo a primeira parcela 30 dias após a data de emissão

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Atualização: *de acordo com a variação da Taxa SELIC, no período de 29/02/2004 até a data da efetiva integralização*

Juros: *12% ao ano, a partir da data da integralização*

A dívida relativa ao item b (i) acima, consolidada e atualizada de acordo com a variação da "Taxa SELIC" no período de 29 de fevereiro de 2004 até a data da subscrição da 2ª emissão de debêntures, era de R\$1.084 para o valor nominal unitário; e de R\$2.411 para o respectivo valor do prêmio de emissão, perfazendo um total de R\$3.496 por debênture, e foi utilizada para aquisição das novas debêntures, ficando os créditos originalmente detidos pelos subscritores extintos.

O montante total de R\$177.592, correspondente ao prêmio de emissão das debêntures, foi contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido em 2004.

d) Acompanhamento dos covenants das Debêntures Conversíveis em Ações

As debêntures emitidas pela CEMAR em 2004 possuem os seguintes convenants:

1º Covenant: *Quociente resultante da divisão do **Passivo Oneroso Líquido** pelo **Lajida Anual** superior a 4,5 (quatro e meio)*

2º Covenant: *Quociente resultante da divisão do **Lajida Anual** pelas **Despesas Financeiras Líquidas** inferior a 1,5 (um e meio).*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

Covenants - Debêntures CEMAR					
<i>R\$ mil</i>					
		1T2005	2T2005	3T2005	4T2005
		mar/05	jun/05	set/05	dez/05
Dívida Bruta		512.014	506.405	501.580	503.982
(-) Dívida com BNDES		(2.192)	(3.824)	(2.145)	-
(-) Dívida com Eletrobrás		(111.616)	(112.726)	(111.905)	(113.927)
= Passivo Oneroso		398.206	389.855	387.530	390.055
(-) Disponibilidades		(111.444)	(95.697)	(109.560)	(155.084)
(-) Baixa Renda a Receber		(7.806)	(8.204)	(7.207)	(9.167)
= Passivo Oneroso Líquido	A	278.956	285.954	270.763	225.804
Resultado do Serviço		23.956	26.146	36.652	54.989
Depreciação		10.807	10.831	10.924	16.314
LAJIDA		34.763	36.977	47.576	71.303
Despesas Não Recorrentes		7.711	7.256	6.878	(13.489)
Contingências		300	1.234	2.674	61
Despesas com Reestruturação		1.932	1.129	1.252	1.547
Provisão para Devedores Duvidosos		(13.187)	(16.163)	(6.014)	(18.018)
Perdas com Créditos Incobráveis		16.791	19.941	8.732	3.232
Despesa com Revisão Tarifária		1.875	1.115	234	(311)
LAJIDA Ajustado Trimestral		42.474	44.233	54.454	57.814
LAJIDA Ajustado Anual	B	140.132	159.759	182.023	198.976
Desp. Fin. Líquida Trimestral		7.519	7.835	7.399	2.267
Desp. Fin. Líquida Anual	C	25.693	27.586	29.827	25.020
1° Covenant: <= 4,5	(A / B)	2,0	1,8	1,5	1,1
2° Covenant: >= 1,5	(B / C)	5,5	5,8	6,1	8,0

O não cumprimento destes covenants acarretará no vencimento antecipado das debêntures. Durante os exercícios de 2005 e 2004 a CEMAR manteve-se dentro dos limites estipulados nos covenants.

(16) PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

a) Considerações Gerais e composição

Destinada à cobertura de eventuais perdas, avaliadas como prováveis pelo departamento jurídico da CEMAR e por assessores externos, com valor estimado em 31 de dezembro de 2005, para as causas trabalhistas, tributárias e cíveis, nas instâncias administrativa e judicial. A administração considera que a provisão para contingências é suficiente para cobrir perdas prováveis no curso das ações em andamento, conforme composição abaixo:

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Natureza da Ação	2.005		2.004	
	Valor das causas	Depósitos Judiciais	Valor das causas	Depósitos Judiciais
<i>Cíveis e Tributárias</i>	47.883	5.873	61.715	10.963
<i>Trabalhistas</i>	6.052	3.399	3.946	2.040
	53.935	9.272	65.661	13.003

Trabalhistas

Ações movidas por ex-empregados contra a CEMAR, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

Cíveis e tributárias

- Em dezembro de 2005 a CEMAR efetuou um acordo com o Delta National Bank & Trust CO. of New York, referente a ação interposta pelo mesmo contra a CEMAR, na qual o mencionado Banco pleiteava uma indenização por uma fração do empréstimo não pago, além de uma compensação por uso da garantia (ELETS). A CEMAR havia provisionado o montante de R\$ 14.000 e conforme o acordo firmado deverá pagar a quantia de R\$ 12.000. Dessa forma, o valor a pagar foi transferido para a rubrica "Outros" no passivo circulante e a diferença, no valor de R\$ 2.000, foi revertida no resultado do exercício na rubrica "Outras Despesas".*
- Ação de Prestação de Contas de Taxa de Iluminação Pública - TIP, interposta pela Prefeitura do Município de São Luís contra a CEMAR, visando receber os valores decorrentes da arrecadação e questionando o repasse e os investimentos feitos no parque de iluminação pública da cidade. Em paralelo, a CEMAR interpôs ação similar, cujos feitos tramitam em apenso no cartório para decisão única. A perita oficial já apresentou laudo contábil e as partes se pronunciaram sobre os documentos por ela apresentados, aguardando o início da fase de instrução. Tramitam no Tribunal diversos recursos, dos quais um agravo julgado procedente deu a CEMAR o direito de ter sua prestação de contas avaliada pelo judiciário. Desta forma, a administração da CEMAR constituiu uma provisão no montante de R\$19.500 em 31 de dezembro de 2005 (R\$21.000 em 2004).*

Além das perdas provisionadas acima, existem outras contingências cíveis monitoradas pela Administração, com base na avaliação do Departamento Jurídico da CEMAR e seus assessores externos, cuja possibilidade de perda é avaliada como possível (R\$27.116) ou remota (R\$11.536) e desta forma nenhuma provisão sobre as mesmas foi contabilizada.

A CEMAR está sujeita às leis de preservação ambiental e aos respectivos regulamentos nas esferas Federal, Estadual e Municipal. A CEMAR considera que a exposição aos riscos ambientais, baseada na avaliação dos dados disponíveis, no atendimento às leis e aos

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

regulamentos aplicáveis, não apresenta impacto relevante em suas demonstrações financeiras ou no resultado de suas operações.

(17) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Em 31 de dezembro de 2005 o capital social da COMPANHIA é de R\$320.541 (R\$566.861 em 2004), estando representado por:

	<u>2005 e 2004</u>
	<u>Quantidades de ações</u>
<i>Ações Ordinárias Nominativas</i>	283.430.937
<i>Ações Preferenciais Nominativas</i>	283.430.936
TOTAL DE AÇÕES	566.861.873

Cada ação ordinária dá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais. As ações preferenciais não terão direito a voto nas Assembléias Gerais da COMPANHIA, porém seus detentores possuirão prioridade na distribuição dos dividendos mínimos e obrigatórios.

Aos Acionistas está assegurado um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação em vigor e deduzido das destinações determinadas pela Assembléia Geral.

Destinação do Lucro

Em cumprimento às determinações da Lei 6.404/76, a Administração está propondo a destinação do resultado do exercício da seguinte forma:

*Reserva Legal - 5%
Dividendos - 25%
Reserva de lucros a realizar*

Dividendos

Aos acionistas está assegurado um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação em vigor e deduzido das destinações determinadas pela Assembléia Geral.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Os dividendos foram calculados conforme se segue:

<i>Lucro líquido do exercício</i>	<i>228.846</i>
<i>(-) Reserva legal</i>	<u><i>(11.442)</i></u>
<i>Base de cálculo</i>	<i>217.404</i>
<i>Dividendos propostos - 25%</i>	<u><i>54.351</i></u>

Reserva de Lucros a realizar

Conforme previsto na Lei 6.404/76, baseada no resultado de equivalência patrimonial do exercício, a Administração está propondo a destinação do resultado do exercício após a reserva legal e dividendos para Reserva de Lucros a Realizar.

Outras movimentações

Em 31 de outubro de 2005 os acionistas aprovaram o resgate do Bônus de Subscrição, registrado em reserva de capital, no valor de R\$30.000, tendo este montante na mesma data sido convertido em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital. Estes recursos serão convertidos em capital tão logo a proposta de reestruturação societária (Nota 23) tenha sido aprovado.

Em 30 de dezembro de 2005, foi aprovada a utilização dos créditos detidos pelo antigo acionista controlador contra a COMPANHIA, no valor de R\$69.437, para a absorção de prejuízos acumulados. Adicionalmente, na mesma data foi aprovada a redução do capital para a absorção de parte dos prejuízos acumulados de exercício anteriores da COMPANHIA, no valor de R\$246.320.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)****(18) REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES**

Durante o exercício de 2005, os administradores da CEMAR perceberam remuneração a título de honorários, no montante de R\$4.332 contabilizados como despesas com pessoal e administradores no consolidado (R\$1.499 em 2004).

(19) FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento e do suprimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é a seguinte:

	2005			2004		
	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$ mil	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$ mil
Residencial	1.080.495	1.127.170	342.445	1.005.470	1.045.760	274.696
Industrial	9.262	441.741	109.206	8.866	424.329	87.740
Comercial	94.176	552.358	192.125	87.451	505.753	154.376
Rural	54.119	108.038	21.929	44.046	92.856	16.663
Poder Público	14.310	188.401	65.783	13.512	170.033	51.793
Iluminação Pública	423	179.729	33.338	335	167.200	27.237
Serviço Público	1.336	190.321	45.557	1.329	182.067	36.893
Consumo Próprio	278	5.001	-	274	5.192	-
Suprimento						
- MAE e CEPISA			1.092			1.653
- Baixa Renda			46.241			44.252
- RTE			(19.179)			(22.970)
Enc. Capacidade Emergencial			13.113			20.719
Outras			11.033			13.126
RTD			21.502			-
Subtotal	1.254.399	2.792.759	884.185	1.161.283	2.593.190	706.178
ICMS			(125.964)			(96.740)
TOTAL GERAL	1.254.399	2.792.759	758.221	1.161.283	2.593.190	609.438

(*) *Informações não auditadas.*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

(20) ENTIDADE DE PREVIDENCIA PRIVADA

a) Características do plano de aposentadoria

A CEMAR é patrocinadora da Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR - FASCEMAR, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela previdência oficial. O plano previdenciário adotado pela FASCEMAR é o do Benefício Definido e, na qualidade de patrocinadora, a CEMAR contribui com uma parcela mensal proporcional à dos participantes da FASCEMAR. No exercício de 2005, esse valor importou em R\$1.933 (R\$1.930 em 2004). O regime atuarial para a determinação do custeio é o da capitalização e contribuição devida pela CEMAR é de 6,33% da remuneração total da folha dos seus empregados participantes da FASCEMAR (4,68% contribuição normal e 1,65% contribuição amortizante). A contribuição dos Participantes Ativos é de 4,68% da remuneração total apurada em folha, e a contribuição exclusiva para os Participantes Assistidos é da ordem de 3,42% incidentes sobre os benefícios pagos.

b) Obrigações da Patrocinadora

Nos termos dos artigos 12, item 1 do Estatuto e 40 e 41 do Regulamento Interno da FASCEMAR, é de responsabilidade da Patrocinadora o aporte dos recursos necessários à prestação dos benefícios que correspondam ao tempo de serviço vinculado à Previdência Oficial e que seja anterior à data de inscrição dos seus empregados na Fundação.

A CEMAR mantém saldo para fazer face às obrigações com a patrocinada, em seu exigível de longo prazo, no montante de R\$11.019 (R\$10.167 em 2004), que reflete os efeitos da Deliberação CVM nº 371, comentada a seguir.

c) Deliberação CVM nº 371 - Contabilização dos Planos de Pensão

De acordo com a Deliberação CVM nº 371 de 13 de dezembro de 2000, a partir do exercício de 2001 as empresas de capital aberto necessitam incluir em suas demonstrações financeiras os passivos oriundos dos benefícios aos quais os empregados têm direito, com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004
(Em milhares de reais)**

Conforme alternativa prevista pelo citado normativo, a CEMAR optou pelo reconhecimento do passivo (item (c) acima) nos resultados pelo período de 5 anos, a partir de 2002, ou pelo tempo médio de serviço ou de vida remanescente dos empregados se estes forem menores. A CEMAR contratou a empresa ATEST - Atuária e Estatística LTDA, para a realização da Avaliação Atuarial dos benefícios oferecidos aos seus empregados quando da aposentadoria, efetuada com base na Unidade de Crédito Projetada - UCP. Apresentamos a seguir as informações requeridas pela Deliberação CVM 371/00, obtidas com base no relatório dos atuários independentes:

Avaliação dos ativos/(passivos)	2005	2004
<i>Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas</i>	<i>(124.068)</i>	<i>(135.953)</i>
<i>Valor justo dos ativos</i>	<u>97.384</u>	<u>89.000</u>
<i>Valor do custo do serviço passado</i>	26.684	46.935
<i>Valor líquido das perdas não reconhecidas</i>	(9.427)	(9.379)
<i>Obrigações atuariais reconhecida no balanço</i>	<u>(29.488)</u>	<u>(35.303)</u>
<i>Passivo líquido a ser reconhecido no resultado dos próximos dois exercícios (2003 - três exercícios)</i>	<u>(6.624)</u>	<u>(2.271)</u>
Despesa prevista	2006	2005
<i>Custo do serviço corrente</i>	2.956	2.780
<i>Custo dos juros</i>	12.705	13.922
<i>Rendimento esperado do ativo do plano</i>	(9.972)	(9.114)
<i>Amortização do custo do serviço passado</i>	6.624	6.624
<i>Contribuição do empregado</i>	<u>(1.293)</u>	<u>(1.432)</u>
Total	<u>11.020</u>	<u>12.780</u>

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

Premissas atuariais (em 2005 e 2004)

Hipóteses Econômicas

<i>Taxa de desconto e de retorno esperado dos ativos</i>	11,89 % a.a.
<i>Crescimentos salariais futuros</i>	1,00 % a.a. (6,08% em 2004)
<i>Inflação e crescimento dos benefícios da previdência social</i>	4,0 % a.a.
<i>Fator de capacidade de salários e benefícios</i>	98 %

Hipóteses Demográficas

<i>Tábua de Mortalidade</i>	AT 49 (em 2004, GAM 1971 modificada)
<i>Tábua de Mortalidade de Inválidos</i>	IAPB-55(em 2004, RRB 1944)
<i>Tábua de Entrada em Invalidez</i>	Light Media (2m 2004, RRB 1944)
<i>Tábua de Rotatividade - Somente 2003</i>	Experiência da Towers
<i>Idade de Aposentadoria</i>	Primeira idade com direito ao benefícios integral
<i>% de participantes ativos casados na data da aposentadoria</i>	95%
<i>Diferença de idade entre participante e cônjuge</i>	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos

(21) SEGUROS (Não Auditado)

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela CEMAR está demonstrado a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância Segurada	Prêmio (1)
<i>Riscos nomeados - Subestações e estoques</i>	31/12/2006	93.692,9	265,4
<i>Responsabilidade civil geral - Operações</i>	31/12/2006	1.000	83,6

(1) os valores não incluem IOF (7%) e custo da apólice

Os seguros da CEMAR são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica.

(22) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Comissão de Valores Mobiliários - CVM, através da Instrução n.º 235, de 23 de março de 1995, que estabeleceu os mecanismos para a divulgação, em nota explicativa, das considerações dos

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

fatores de risco da CEMAR e do valor de mercado dos instrumentos financeiros reconhecidos ou não nas demonstrações contábeis.

Por ser uma holding de investimentos, os principais riscos da COMPANHIA estão relacionados à performance de sua investida, conforme detalhado abaixo.

Controlada

A CEMAR tem como atividade o fornecimento de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Maranhão. Seus principais fatores de riscos são:

- *Risco de Crédito: Os altos valores, bem como as idades dos recebíveis dos órgãos públicos, constituem um risco para a liquidez e para a estrutura de capital da CEMAR. A administração acompanha as situações em aberto e registra provisões para os casos necessários de acordo com a orientação da ANEEL;*
- *Risco de Mercado: Conforme regulamentação do Decreto Lei nº 5.163 de 30 de junho de 2004, a CEMAR deverá adquirir energia necessária para atender o seu mercado em 100% de cobertura contratual, através de contratos existentes (inicial e leilão de 2002) e leilão do ambiente regulado. Desta maneira, a configuração do mercado de energia, principalmente relativo a um eventual acréscimo na demanda no período de 2005 a 2006, representa um risco para a CEMAR. Adicionalmente, deve ser observado o contexto atual dos valores a receber em decorrência das transações no CCEE.*
- *Risco de Taxa de Juros: Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer “swap” contra este risco. Porém, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam a sua opção por taxas flutuantes.*
- *Risco de Vencimento antecipado: A CEMAR possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.*
- *Risco quanto à escassez de energia: A energia adquirida e vendida pela CEMAR é basicamente gerada por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode reduzir o volume de água dos reservatórios das usinas e resultar em perdas em função do aumento de custo na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de*

BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E DE 2004 (Em milhares de reais)

acionamento. Devido ao nível atual dos reservatórios, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS, não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

A valorização, dos principais instrumentos financeiros são as seguintes:

ATIVO:
*Disponibilidade e
Contas a receber*

Os valores de tais instrumentos aproximam-se do valor de mercado devido aos seus vencimentos de curtíssimo prazo.

PASSIVO:
*Empréstimos e
Financiamentos*

Estas operações de crédito no país e no exterior estão atualizadas pelas suas moedas de origem até a data do balanço, seus encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31 de dezembro de 2005, tanto para o mercado interno quanto para o externo.

(23) PROPOSTA DE REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

Em 12 de dezembro de 2005 a COMPANHIA entrou com um pedido de anuência prévia na ANEEL para a implementação de um plano de reestruturação societária, o qual contempla a alienação das ações representativas de 50% do capital votante e 46,25% do capital social da CEMAR para o Pactual Latin America Power Fund Ltd., fundo gerido por subsidiária integral do Banco Pactual S.A., (“Fundo Pactual”), pelo valor total de R\$87.500, à vista, equivalente ao preço de R\$0,0182 (em R\$) por 1.000 (mil) ações de emissão da CEMAR. Caso a operação seja aprovada pela ANEEL, o controle indireto da CEMAR será compartilhado entre fundos administrados pela GP Investimentos e o Fundo Pactual, mediante celebração de acordo de acionistas. A COMPANHIA estendeu à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS o direito de venda conjunta de suas ações na CEMAR, mas a ELETROBRÁS optou por não exercer este direito.

Brisk Participações S.A.
(antiga denominação da
Equatorial Energia S.A.) e
Brisk Participações S.A.
(antiga denominação da
Equatorial Energia S.A.) e
Empresa controlada

Demonstrações Financeiras Acompanhadas
do Parecer dos Auditores Independentes
31 de Dezembro de 2004 e 2003

Parecer dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
Brisk Participações S.A.

- 1 Examinamos os balanços patrimoniais da Brisk Participações S.A. e os balanços patrimoniais consolidados da Brisk Participações S.A. e empresa controlada 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 da Brisk Participações S.A. e as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado e das origens e aplicações de recursos dos exercícios findos nessas datas, elaboradas 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, que 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 das companhias, (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados e (c) a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
- 3 Somos de parecer que as referidas demonstrações financeiras apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Brisk Participações S.A. e da Brisk Participações S.A. e empresa controlada 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 da Brisk Participações S.A., bem como o resultado consolidado das operações e as origens e aplicações de recursos consolidados desses exercícios, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Brisk Participações S.A.

- 4 Conforme mencionado na nota explicativa nº 5(c), as demonstrações financeiras consolidadas incluem saldo de contas a receber decorrente de energia elétrica comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE), no montante de R\$ 11.106 mil (2003 - R\$ 15.677 mil), registrados com base em valores fornecidos pela própria CCEE. A realização de parte desse montante aguarda definição de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativo a interpretação das regras do mercado em vigor. O saldo a receber relativo a tais operações em 31 de dezembro de 2005 monta a R\$ 8.010 mil.

São Paulo, 7 de fevereiro de 2006

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

Salete Garcia
Contadora CRC 1RJ048568/O-7 “S” SP

ATIVO

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003	2004	2003
CIRCULANTE	131	128	349.307	271.745
Disponibilidades e aplicações financeiras	-	7	143.723	63.002
Consumidores e Revendedores	-	-	203.785	218.065
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(58.122)	(53.394)
Estoques	-	-	2.806	6.094
Impostos a Recuperar	131	121	16.334	6.837
Serviços Pedidos	-	-	5.213	4.618
Baixa Renda	-	-	7.657	16.464
Pagamentos Antecipados e Outros Créditos a Receber	-	-	27.911	10.059
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	0	0	42.486	38.892
Consumidores e Revendedores	-	-	19.350	25.262
Impostos a Recuperar	-	-	5.853	7.568
Pagamentos Antecipados	-	-	15.243	4.898
Outros	-	-	2.040	1.164
PERMANENTE	350.454	259.488	753.568	808.122
Investimentos	100.722	-	33	-
Ágio	249.732	259.488	249.732	259.488
Imobilizado	-	-	645.775	631.341
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	-	-	(141.972)	(82.707)
TOTAL DO ATIVO	350.585	259.616	1.145.361	1.118.759

PASSIVO

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003	2004	2003
CIRCULANTE	44	169	189.757	562.772
Fornecedores	-	-	71.648	163.217
Folha de Pagamento	-	-	767	976
Encargos das Dívidas	-	-	567	27.263
Tributos e Contribuições Sociais	-	-	40.653	28.336
Empréstimos e Financiamentos	-	-	31.320	200.495
Debêntures	-	-	6.785	34.475
Provisão de Férias e encargos	-	-	8.960	6.771
Taxa de Iluminação Pública	-	-	4.113	5.658
Provisão para Contingências	-	-	4.300	-
Empresa Controladora	-	-	-	73.697
Encargos dos consumidores	-	-	8.899	12.875
Outros	44	169	11.745	9.009
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	69.437	131.271	620.162	443.067
Ressarcimento Gerador – MAE	-	-	-	17.836
Tributos e Contribuições Sociais	-	-	5.427	7.585
Debêntures	-	-	23.165	150.000
Empréstimos e Financiamentos	69.437	-	520.041	210.305
Provisão para Contingências	-	-	61.362	48.549
Entidade de Previdência Privada	-	-	10.167	8.792
Provisão para Passivo a Descoberto em Controlada	-	131.271	-	-
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	-	-	54.338	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	281.104	128.176	281.104	112.920
Capital Social	566.862	566.862	566.862	566.862
Reservas de Capital	30.000	-	30.000	-
Prejuízos Acumulados	(315.758)	(438.686)	(315.758)	(453.942)
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	350.585	259.616	1.145.361	1.118.759

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
RECETA OPERACIONAL	0	0	706.178	547.843
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	670.786	521.502
Suprimento de Energia Elétrica	-	-	1.634	2.629
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	20.719	15.546
Outras Receitas	-	-	13.039	8.166
DEDUÇÕES DA RECETA OPERACIONAL	0	0	(180.053)	(125.256)
(-) ICMS sobre Venda de Energia Elétrica	-	-	(96.740)	(73.571)
(-) COFINS	-	-	(45.863)	(16.722)
(-) PIS	-	-	(11.104)	(9.287)
(-) Cota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	(10.006)	(12.805)
(-) ISS	-	-	(398)	(331)
(-) Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	(15.942)	(12.540)
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	0	0	526.125	422.587
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	0	0	(361.013)	(316.129)
Custo da Energia Elétrica	0	0	(227.541)	(190.559)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	-	(170.861)	(149.531)
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	-	-	(56.680)	(41.028)
Custo da Operação	0	0	(133.472)	(125.570)
Pessoal	-	-	(40.608)	(31.975)
Material	-	-	(6.946)	(6.337)
Serviço de Terceiros	-	-	(30.682)	(30.991)
Depreciação e Amortização	-	-	(38.988)	(41.018)
Cota para Consumo de Combustível - CCC e CDE	-	-	(11.208)	(11.767)
Arrendamentos e Aluguéis	-	-	(692)	(627)
Taxa de fiscalização de energia elétrica	-	-	(510)	(555)
Outras	-	-	(3.838)	(2.300)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	0	0	165.112	106.458

	Controladora		Consolidado	
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	0	0	165.112	106.458
DESPESAS OPERACIONAIS	129	12	(120.128)	(55.529)
Despesas com Vendas	-	-	(32.384)	(25.391)
Perdas com créditos incobráveis	-	-	(19.396)	-
Despesas Administrativas	(47)	(39)	(34.685)	(23.499)
Honorários dos administradores	-	-	(1.533)	(441)
Depreciação	-	-	(1.395)	(1.226)
Reversão (Provisão) de PDD e contingências	164	-	(27.521)	2.317
Outras Despesas Operacionais	12	51	(3.214)	(7.289)
RESULTADO DO SERVIÇO	129	12	44.984	50.929
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	122.799	(57.237)	150.012	(9.756)
Equivalência Patrimonial	88.145	(47.481)	-	-
Amortização de Ágio	(9.756)	(9.756)	(9.756)	(9.756)
Ganho de Capital em Controlada	44.410	-	44.410	-
Outras Receitas Operacionais	-	-	115.358	-
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS	0	6	(74.259)	(98.660)
Rendas Financeiras	-	6	40.393	12.688
Acréscimo Moratório de Energia Vendida	-	-	15.218	28.989
Encargos de Dívidas	-	-	(40.133)	(82.682)
Variações Monetárias e Cambiais	-	-	(35.717)	(18.062)
Juros empréstimos e financiamentos	-	-	(51.115)	(32.971)
Outras	-	-	(2.905)	(6.622)
LUCRO/ (PREJUÍZO) OPERACIONAL	122.928	(57.219)	120.737	(57.487)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	0	0	(1.670)	(5.250)
Receita não Operacional	-	-	5.036	611
Despesa não Operacional	-	-	(6.706)	(5.861)
LUCRO / (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	122.928	(57.219)	119.067	(62.737)
Imposto de Renda e Contribuição Social	-	-	-	-
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	-	-	3.861	5.518
LUCRO / (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	122.928	(57.219)	122.928	(57.219)
NÚMERO DE AÇÕES (em Milhares)	566.862	566.862		
LUCRO / (PREJUÍZO) POR ACOES	0,22	(0,10)		

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

	CAPITAL SOCIAL	RESERVA DE CAPITAL	LUCROS/ (PREJUÍZOS) ACUMULADOS	TOTAL
Saldos em 31 de dezembro de 2002	566.862	-	(381.467)	185.395
Resultado do exercício	-	-	(57.219)	(57.219)
Saldos em 31 de dezembro de 2003	566.862	0	(438.686)	128.176
Constituição de Reserva	-	30.000	-	30.000
Resultado do exercício	-	-	122.928	122.928
Saldos em 31 de Dezembro de 2004	566.862	30.000	(315.758)	281.104

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003	2004	2003
Origem dos Recursos				
Das Operações Sociais	129	18	95.283	0
Lucro/ (Prejuízo) do Exercício	122.928	(57.219)	122.928	(57.219)
Despesas (Receitas) que não Afetam o Capital Circulante:	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	9.756	9.756	52.225	52.036
Valor Residual de Ativo Permanente Baixado	-	-	2.514	3.806
Provisão para perda no ativo imobilizado	-	-	4.438	-
Provisão para contingências	-	-	18.705	-
Juros e Var. Monetária e Cambial de Longo Prazo	-	-	56.526	14.164
Reversão Fundo de Pensão – CVM 371	-	-	1.576	(8.383)
Equivalência Patrimonial	(88.145)	47.481	-	-
Outras Receitas Operacionais	-	-	(115.358)	-
Ganho de Capital em Controlada	(44.410)	-	(44.410)	-
Participação de Acionistas não Controladores	-	-	(3.861)	(5.518)
Recursos Aplicados nas Operações Sociais	-	-	-	1.114
Dos acionistas	30.000	-	332.661	-
Constituição de Reserva de Capital	30.000	-	30.000	-
Conversão de Empréstimos L. Prazo em Reserva de Capital / Capital	-	-	302.661	-
De Terceiros	69.437	-	578.835	52.012
Novos Financiamentos / Renegociação de Dívida	-	-	74.027	14.563
Aumento do Exigível a Longo Prazo	69.437	-	385.245	19.965
Aumento das Obrigações Vinculadas	-	-	59.265	-
Redução do Realizável a Longo Prazo	-	-	60.298	17.419
Outros	-	-	-	65
TOTAL DOS RECURSOS OBTIDOS	99.566	18	1.006.779	52.012
Aplicações dos Recursos				
Das Operações Sociais	-	-	-	1.114
No Realizável a Longo Prazo	-	-	54.936	14.980
No Ativo Permanente	99.438	-	63.888	36.710
Redução do Exigível de Longo Prazo	-	-	437.378	41.339
Reversão de Reserva da Capital	-	-	-	-
TOTAL DE RECURSOS APLICADOS	99.438	0	556.202	94.143
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	128	18	450.577	(42.131)
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante	3	(28)	77.562	32.991
No Fim do Exercício	131	128	349.307	271.745
No Início do Exercício	128	156	271.745	238.754
Passivo Circulante	(125)	(46)	(373.015)	75.122
No Fim do Exercício	44	169	189.757	562.772
No Início do Exercício	169	215	562.772	487.650
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	128	18	450.577	(42.131)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A BRISK Participações S.A. (COMPANHIA) tem por objetivo a participação em outras sociedades, sempre no setor de energia elétrica, prioritariamente em operações de distribuição de energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

De acordo com esta política de investimentos, em 31 de dezembro de 2004, a COMPANHIA mantinha participação de 64,96% (89,59% - 2003) na Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), que é uma empresa de economia privada de capital aberto, que tem como atividades principais a distribuição e a comercialização de energia elétrica, além da construção e a operação de sistemas de geração, em pequena escala. Sua área de concessão é o Estado do Maranhão, atendendo a 1.161.283 consumidores e cobrindo uma área superior a 333 mil quilômetros quadrados. O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica de nº 060, celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e a COMPANHIA permanecem com o seu termo de vigência até 10 de agosto de 2030, podendo ser prorrogado no máximo por mais um período de 30 anos.

Entre agosto de 2002 e abril de 2004, a Cemar encontrava-se sob intervenção administrativa da ANEEL. Tal intervenção foi decretada encerrada com a troca de controle da COMPANHIA. Desde então, a nova administração da CEMAR vem implementando uma reestruturação financeira e operacional, tendo focado suas atividades em seus clientes e no retorno do acionista. Tal reestruturação abrangeu diversas áreas, desde a renegociação de seus contratos de financiamento, com o correspondente alongamento do perfil da sua dívida, até renegociações do fornecimento de materiais e prestação de serviços, implementação de uma política mais contundente na cobrança das contas em atraso e, por conseguinte, uma política de arrecadação mais eficiente. Tudo isto possibilitou que a CEMAR revertesse o passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2003 no montante de R\$ 146.527, para passar a apresentar um patrimônio líquido positivo em 31 de dezembro de 2004 no montante de R\$155.060.

(2) CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247 de 27 de março de 1996 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem as demonstrações financeiras da COMPANHIA e de sua controlada CEMAR.

A participação na controlada CEMAR é de 64,96% (89,59% - 2003), os ativos, passivos, e as receitas e despesas do exercício foram integralmente considerados nas demonstrações financeiras consolidadas.

Adicionalmente, os seguintes procedimentos de consolidação foram adotados, quando aplicável:

- ✓ Eliminação das participações no Patrimônio Líquido da controlada;
- ✓ Eliminação do resultado de Equivalência Patrimonial;
- ✓ Eliminação dos saldos de Ativos e Passivos entre as empresas consolidadas;

- ✓ Eliminação dos saldos de receitas e despesas decorrentes de transações entre as empresas;
- ✓ Ajustes de critérios contábeis sobre as demonstrações das controladas, quando divergentes dos utilizados pela Sociedade;
- ✓ Destaque da participação de minoritários no passivo e na demonstração do resultado do exercício; e
- ✓ A diferença do patrimônio da controladora e do consolidado em 2003, decorre da incorporação ao patrimônio líquido do prejuízo atribuível a minoritários, já que não há obrigação de reposição por esses minoritários no montante de R\$ 15.256.

Os balanços patrimoniais, em 31 de dezembro de 2004 e 2003, e as demonstrações do resultado dos exercícios findos naquelas datas, da CEMAR estão assim compostos, de forma condensada:

	CEMAR	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
<u>Ativo</u>	895.499	859.413
Ativo circulante	349.176	271.617
Realizável a longo prazo	42.486	38.892
Permanente	503.837	548.634
<u>Passivo e Patrimônio Líquido / (Passivo a Descoberto)</u>	895.499	859.413
Circulante	189.173	562.603
Exigível a longo prazo	550.726	443.067
Patrimônio líquido / (Passivo a Descoberto)	155.060	(146.527)

	CEMAR	
	2004	2003
Receita operacional líquida	526.125	422.587
Custo de bens e serviços vendidos	(361.013)	(316.129)
Resultado bruto	165.112	106.458
Despesas operacionais – líquido das receitas	(120.257)	(55.451)
Resultado do serviço	44.855	50.917
Despesas financeiras – líquido das receitas	(74.259)	(98.666)
Resultado operacional	(29.404)	(47.749)
Resultado não operacional	(1.670)	(5.250)
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	(31.074)	(52.999)
Imposto de renda e contribuição sociais	-	-
Prejuízo do exercício	(31.074)	(52.999)

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As demonstrações financeiras consolidadas estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, de forma condizente com as normas da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e normas aplicáveis às concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica estabelecidas pela ANEEL.

Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotadas algumas estimativas para a contabilização das transações, tais como: ágio a amortizar da controlada, contas a receber de consumidores não faturados, provisão para devedores duvidosos e provisões para contingências, dentre outras, cujos resultados reais podem apresentar variações com relação às estimativas feitas.

a) Efeitos inflacionários:

Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249/95, estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias de ativos e passivos indexados em função das disposições contratuais. As parcelas componentes do ativo permanente, patrimônio líquido e das obrigações vinculadas à concessão estão atualizadas até 31 de dezembro de 1995, pela sistemática de correção monetária oficial até então vigente.

b) Ativos circulante e realizável a longo prazo:

Disponibilidades e Aplicações Financeiras – Incluem as aplicações financeiras, as quais estão registradas ao custo, acrescido dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço e não excede o valor de mercado.

Consumidores e Revendedores - Consolidado – Esses saldos incluem os valores faturados aos consumidores finais e concessionários revendedores, a receita referente à energia consumida e não faturada e a receita da recomposição tarifária extraordinária - RTE até a data do balanço.

PDD - Consolidado – A provisão para devedores duvidosos que foi constituída é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização das contas a receber.

Estoque - Consolidado – Os materiais em estoque no almoxarifado estão registrados ao custo médio de aquisição, ajustado por provisão para perdas, quando necessário, e não excedem o valor de mercado.

Baixa Renda - Consolidado – Inclui os valores decorrentes dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial de baixa renda, estabelecida pela Lei nº 10.438/02 (vide nota explicativa 8).

As demais contas integrantes dos ativos circulante e realizável de longo prazo, quando indexados, estão atualizados até a data do balanço e os demais demonstrados ao custo, não excedendo o valor de realização dos mesmos.

c) Investimento

Registrado ao custo, ajustado pela participação em controlada avaliada pelo método de equivalência patrimonial. Inclui também ágio registrado na aquisição da subsidiária, decorrentes da diferença entre o valor do patrimônio contábil da Companhia e o valor efetivamente desembolsado, em conformidade com a Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996. O ágio é amortizado em função do prazo do contrato de concessão da controlada de forma linear.

d) Permanente - Consolidado:

O imobilizado está registrado ao custo de aquisição corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995. A depreciação é calculada pelo método linear, cujas taxas variam entre 2,5% a.a. e 20% a.a., de acordo com a categoria do bem, conforme Resolução nº. 44/99, da ANEEL (vide nota explicativa 10). O valor apurado é debitado em parte ao resultado e em parte ao custo das obras em andamento, em função da utilização de tais bens.

Conforme prática do setor prevista na Instrução Contábil 6.3.23, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, o valor correspondente às Obrigações Vinculadas à Concessão está sendo apresentado como redutor do Ativo Imobilizado. As citadas obrigações referem-se aos valores recebidos de consumidores para possibilitar a realização dos empreendimentos necessários ao atendimento dos pedidos de fornecimento de energia elétrica, e à participação da União no que diz respeito aos recursos recebidos do Governo Federal e aplicados em obras de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica.

Os juros e demais encargos financeiros assim como os efeitos inflacionários relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados nesse subgrupo como custo.

e) Empréstimos, financiamentos, debêntures e dívidas com pessoas ligadas - Consolidado:

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, de acordo com cada contrato, incorrida até a data do balanço, além dos juros e demais encargos previstos contratualmente e apropriados como despesas financeiras.

f) Provisões para contingências:

Estão constituídas com base na avaliação do risco potencial de perda sobre as ações em andamento, embasadas em relatórios preparados por consultores jurídicos.

g) Imposto de Renda e Contribuição Social - Consolidado:

Calculados conforme a legislação vigente na data dos balanços. Conforme disposições da Deliberação CVM nº 273, de 20 de agosto de 1998 e Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a CEMAR não registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, base negativa da contribuição social e diferenças temporárias.

h) Demais passivos, circulante e exigível no longo prazo:

Estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações incorridos até a data do balanço.

i) Resultado:

É apurado segundo o regime de competência dos exercícios.

(4) DISPONIBILIDADES E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas junto a instituições financeiras nacionais de primeira linha, remuneradas na sua maior parte, conforme variação do CDI, em condições e taxas normais de mercado, e estão disponíveis para serem utilizadas nas operações da Sociedade e sua controlada.

(5) CONSUMIDORES E REVENDEDORES - Consolidado

Os créditos a receber, de curto e longo prazo, decorrentes da venda de energia e prestação de serviços de transmissão, apresentam a seguinte composição:

a) Composição por vencimento

Saldos em 31.12.2004

Vincendos	Vencidos			Total	Provisão p/ Créditos Liquidação Duvidosa	Total	Saldo em 31.12.2003, líquido de provisão para perdas
	Até 90 dias	Mais de 90 Dias					
CIRCULANTE							
Consumidores:							
Residencial	15.286	13.492	8.141	36.919	8.477	28.442	26.933
Industrial	4.761	3.275	4.947	12.983	5.705	7.278	6.747
Comercial	10.596	4.223	2.222	17.041	1.975	15.066	15.108
Rural	1.063	1.188	699	2.950	556	2.394	2.179
Poder público	6.038	3.335	8.084	17.457	8.611	8.846	11.291
Ilumin. pública	2.213	1.542	4.661	8.416	5.621	2.795	5.347
Serviço público	4.751	1.277	3.153	9.181	3.897	5.284	4.587
Renda não faturada	29.928			29.928		29.928	20.511
RTE(Nota5(d))	18.044			18.044		18.044	21.365
Ajuizados PERCEE	99		3.482	3.482	3.482	99	1.739
Enc. Capacidade Emergencial	2.496			2.496		2.496	2.676
Parcelamento	22.257	1.943	4.679	28.879	3.892	24.987	23.649
Outras	1.897	2.018	6.657	10.572	10.572		5.816
Subtotal	119.429	32.293	46.725	198.447	52.788	145.659	147.948
Concessionária CCEE	4		1.490	4	1.490	4	3 16.720
Total de Consumidores	119.433	32.293	48.215	199.941	54.278	145.663	164.671
Cheques em Cobrança Serviços Prestados	1.024			1.024	1.024		
Total do circulante	120.457	32.293	51.035	203.785	58.122	145.663	164.671

	Saldos em 31.12.2004						Saldo em 31.12.2003
	Vincendos	Vencidos		Total	Provisão p/ Créditos Liquidação Duvidosa	Total	
		Até 90 Dias	Mais de 90 Dias				
LONGO PRAZO							
<u>Consumidores:</u>							
Parcelamento	9.734		9.734		9.734		7.170
RTE (Nota 5(d))							18.092
Cheques em cobrança	2.315		2.315	2.315			
CCEE (Nota 5 (a))	9.616		9.616		9.616		
Total do longo prazo	21.665		21.665	2.315	19.350		25.262
TOTAL GERAL	142.122	32.293	51.035	225.450	60.437	165.013	189.933

b) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa no balanço consolidado é constituída para as perdas consideradas prováveis e está de acordo com os critérios definidos na Instrução Geral 6.32 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a seguir resumidos:

Cientes com débitos relevantes

- Análise individual do saldo a receber dos consumidores por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos

- Consumidores residenciais – vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais – vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros – vencidos há mais 360 dias

c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE é o ambiente onde são transacionadas as sobras energéticas (energias no curto prazo) verificadas entre os valores de geração e de carga realizados e contratados/previstos, e são registrados pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas por este órgão. Nos meses em que estas informações não são disponibilizadas em tempo hábil por aquele órgão, os valores são estimados, utilizando as informações disponíveis.

A divulgação da apuração das operações efetuadas no âmbito da CCEE, para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, apresentou o montante de R\$64.986. Deste total, há um saldo a receber de R\$11.106 (2003 - R\$15.677), sendo que R\$9.616 (2003 - R\$9.356) está sendo contestado judicialmente, principalmente pelas empresas - Uruguaiana e CEMIG. O montante de R\$1.490 (2003 - R\$4.420) representa a inadimplência. Estes dados, porém, poderão estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

A receita total nesse exercício, líquida dos ajustes de períodos anteriores divulgados pelo CCEE, monta a R\$1.634 (2003 – R\$2.629).

O saldo remanescente relativo a tais operações em 31 de dezembro de 2005, monta a R\$ 8.010 (saldo a receber).

d) Acordo Geral do Setor Elétrico - RTE

O montante demonstrado como Recomposição Tarifária Extraordinária refere-se ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica - PERCEE, do período de 1 de junho a 31 de dezembro de 2001 (Região Norte), relativo aos valores homologados pelas Resoluções ANEEL 480/2002 e 001/2004, no valor de R\$29.250 e R\$33.570, respectivamente. Tais perdas de margem da concessionária e a energia livre a ser arrecadada dos consumidores serão repassadas aos geradores de energia, acrescidos dos impostos incidentes sobre o faturamento e da atualização monetária, conforme preceitua as Resoluções ANEEL 369/2002 e 36/2003.

Na CEMAR, o prazo máximo de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária fixada pela Resolução 001/2004 é de 46 meses, a partir de dezembro de 2001. Tais saldos foram liquidados no exercício de 2005, conforme previsto.

A seguir, o resumo dos principais efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico na CEMAR:

	Consolidado	
	2004	2003
Ativo – Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE		
Perda de margem mais tributos	37.659	37.659
Energia livre mais tributos	34.841	34.841
	<u>72.500</u>	<u>72.500</u>
Atualização	19.193	13.310
Amortização da perda de margem e energia livre	(73.649)	(46.353)
Saldo da RTE (circulante e longo prazo)	<u>18.044</u>	<u>39.457</u>
Passivo		
PIS e COFINS – circulante	(659)	(2.660)
Parcela A – circulante	-	(1.847)
Ressarcimento aos geradores – Curto e longo prazo	(33.570)	(33.570)
Amortização do ressarcimento (pagamento aos geradores)	23.022	9.202
ICMS, PIS e COFINS – Longo prazo	-	(660)
Atualização	(8.725)	(6.039)
Saldo do passivo (circulante e longo prazo)	<u>(19.932)</u>	<u>(35.574)</u>
EFEITO LÍQUIDO TOTAL	(<u>1.887</u>)	<u>3.883</u>

No consolidado, os valores apresentados no passivo estão alocados nas seguintes contas do passivo circulante: “Impostos, taxas e contribuições” e “Ressarcimento aos geradores (grupo de fornecedores)”.

Em 27 de setembro de 2004, a ANEEL emitiu Relatório de “Fiscalização e Termo de Notificação n. 114/2004-SFF referente a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, Custos a Reembolsar – PERCEE e Repasse da Energia Livre”. Este relatório apresenta o resultado dos trabalhos de fiscalização realizados na CEMAR e a análise e o acompanhamento das amortizações e atualizações de acordo com os critérios e os procedimentos definidos pela legislação pertinente em vigor e em especial as Resoluções ANEEL nº 001, de 12 de janeiro de 2004 e nº 045 de 3 de março de 2004.

Uma das determinações do referido relatório foi a revisão geral no sistema de cálculo de apuração das amortizações mensais apresentada pela CEMAR a ANEEL, com o objetivo de esclarecer a divergência observada de aproximadamente R\$343 para o período de julho de 2003 a janeiro de 2004, bem como evitar a ocorrência deste tipo de divergência nas futuras apurações.

(6) PAGAMENTOS ANTECIPADOS E OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

No Consolidado incluem principalmente a Conta de Compensação da Variação de Valores dos Itens da “Parcela A – CVA” da Controlada, de acordo com a Portaria Interministerial nº 025/02 do Ministério das Minas e Energia, no montante de R\$22.647 (2003 – R\$6.209), registrado nos ativos circulante e realizável de longo prazo. A amortização acumulada até dezembro de 2004 montou em R\$5.523 (em 2003 não houve amortização). Adicionalmente, em 2004 a CEMAR registrou um ativo regulatório decorrente das alterações ocorridas na apuração do PIS e da COFINS, de acordo com o Ofício Circular 302 de 25 de fevereiro de 2005 no montante de R\$6.673.

Em 26 de agosto de 2004, a ANEEL emitiu a Resolução nº 217, pela qual homologa as tarifas do fornecimento de energia elétrica, estabelece a receita anual das instalações de conexão e estipula o valor anual da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da CEMAR.

De acordo com os procedimentos adotados pela ANEEL, para as demais concessionárias, o reajuste tarifário contempla percentuais para a amortização da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA. O percentual aplicado para a amortização no caso da CEMAR foi de 3,18% sobre o faturamento do mês.

(7) IMPOSTO A RECUPERAR - Consolidado

Os saldos de curto e longo prazo em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados como segue:

	Consolidado			
	2004		2003	
	<u>Circulante</u>	<u>Longo prazo</u>	<u>Circulante</u>	<u>Longo prazo</u>
IR sobre aplicações financeiras	6.581	-	2.958	-
COFINS a compensar	3.321	-	1.639	-
PIS a compensar	1.161	-	372	-
ICMS a recuperar CIAP	4.294	5.853	951	7.568
INSS a compensar	718	-	667	-
Outros	259	-	250	-
TOTAL	16.334	5.853	6.837	7.568

(8) BAIXA RENDA - Consolidado

Em 1º de julho de 2003, a ANEEL emitiu a Resolução nº 320 que acrescentou novos procedimentos para a homologação da subvenção econômica para os consumidores integrantes da subclasse residencial de Baixa Renda. Esta, originalmente instituída pela Resolução nº 116 de 19 de março de 2003, determinava a liquidação dos valores já liberados a título de financiamento com a utilização dos recursos da subvenção e cancelava os correspondentes contratos de financiamento. No consolidado o saldo de R\$7.657 (2003 - R\$16.464), representa os valores a receber da ELETROBRÁS relativo aos meses de novembro a dezembro de 2004, cujos recursos serão liberados em 2005.

(9) Investimento em companhia controlada e partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, as principais informações sobre os investimentos em participação societária e saldos e transações com partes relacionadas são como segue:

	Saldos em	
	2004	2003
Em milhares de ações		
Na Controlada		
Composição Acionária		
- Ações Ordinárias	15.744.080.411	514.364.398
- Ações Preferencias – Classe A	123.923.178	4.048.612
- Ações Preferencias – Classe B	162.572.922	5.311.312
- Total de Ações	16.030.576.510	523.724.322
Patrimônio Líquido		
- Capital Social	667.118	512.049
- Resultado do Exercício	(31.074)	(52.999)
- Prêmio emissão debêntures (reserva de capital)	177.592	
- Patrimônio Líquido / (Passivo a Descoberto)	155.060	(146.527)
Na Controladora		
Em poder da Controladora		
- Total de Ações	10.412.988.624	469.182.919
- Participação (%)	64.96%	89.59%
Movimentação conta de investimento		
	2004	2.003
Saldo inicial	(131.271)	(83.790)
Integralização de capital (a)	99.438	
Equivalência patrimonial (e)	88.145	(47.481)
Ganho de capital (b)	44.410	
Sub-total	100.722	(131.271)
Reclassificação para o exigível a longo prazo (provisão passivo a descoberto)		131.271
	100.722	-
Ágio (c)	259.488	269.244
(-) Amortização	(9.756)	(9.756)
	249.732	259.488
Saldo final	350.454	259.488
PASSIVO		
Dívida com acionistas (d)	69.437	
Dívida com Eletrobrás (consolidado)(f)	244.513	
Encargos dívida Eletrobrás	(36.443)	

- (a) Em 30 de abril a Companhia capitalizou na controlada (CEMAR) o montante de R\$ 99.437 sendo R\$ 69.437 referente ao contas a receber pela assunção de dívida da CEMAR junto à PPL (antigo controlador da Brisk - vide (d) abaixo). Na mesma data, a Eletrobrás, acionista minoritário da CEMAR, integralizou o montante de R\$ 55 milhões, passando a deter na ocasião aproximadamente 35% do capital social da CEMAR. Devido a tal mudança, o percentual de participação que a Companhia detinha na CEMAR passou de 89,59% para 64.96%.
- (b) Considerando que em 30 de abril de 2004 houve uma redução na participação que a Companhia detinha na CEMAR (conforme descrito no item (a) acima), e que naquela data a CEMAR apresentava passivo a descoberto (oriundo de prejuízos acumulados), essa redução de participação nos referidos prejuízos acumulados geraram ganho de capital para a Companhia no montante de R\$ 44.410.
- (c) O custo histórico do ágio é originário da aquisição de 84,68% de participação na CEMAR, em 30 de junho de 2000 e 4,91% em 31 de agosto de 2001, totalizando R\$ 266.711 e R\$ 25.099, respectivamente.
- (d) O Saldo de R\$69.437 na Controladora e no Consolidado refere-se a uma assunção de dívida da CEMAR pela COMPANHIA frente a sua acionista, que assumiu empréstimos feitos originalmente pela CEMAR. Tal passivo não está sujeito a encargos ou atualizações. Este empréstimo foi capitalizado em 30 de dezembro de 2005, conforme descrito na Nota 22.
- (e) Inclui variação patrimonial correspondente ao premio de emissão de debêntures , contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido da CEMAR (Nota 14).
- (f) A CEMAR possui saldos em aberto com a sua acionista minoritária Eletrobrás (conforme descrito na Notas 13 e 14).

(10) ATIVO IMOBILIZADO - Consolidado

a) Composição

	<i>Taxa Anual Média de depreciação</i>	<i>Consolidado</i>	
		2004	2003
Produção			
Imobilizado em Serviço		2.454	2.447
Depreciação Acumulada	4,92%	(1.950)	(1.906)
Imobilizado em Curso		356	357
		<u>860</u>	<u>898</u>
Distribuição – Linhas e Redes			
Imobilizado em Serviço		980.251	958.025
Depreciação Acumulada	4,46%	(423.958)	(389.202)
Imobilizado em Curso		74.017	47.213
		<u>630.310</u>	<u>616.036</u>
Comercialização			
Imobilizado em Serviço		7.378	7.407
Depreciação Acumulada	4,11%	(2.553)	(2.222)
Imobilizado em Curso		416	18
		<u>5.241</u>	<u>5.203</u>
Administração Central			
Imobilizado em Serviço		14.452	11.337
Depreciação Acumulada	7,93%	(5.897)	(5.157)
Imobilizado em Curso		809	3.024
		<u>9.364</u>	<u>9.204</u>
		<u>645.775</u>	<u>631.341</u>
Obrigações Vinculadas a Concessão			
Contribuições do Consumidor		(74.833)	(6.376)
Doações e Subvenções e Outras		(6.395)	(1.498)
Participação da União		(60.744)	(74.833)
		<u>(141.972)</u>	<u>(82.707)</u>
		<u>503.803</u>	<u>548.634</u>

b) Imobilizado em curso

O saldo das imobilizações em curso está representado por obras em andamento, materiais em depósito e Adiantamento a fornecedores, nos montantes de R\$31.555, R\$41.010 e R\$3.033 (2003 – R\$23.481, R\$27.132 e R\$0, respectivamente).

Dentre as obras em andamento, cerca de R\$2.837 (2003 – R\$3.121) referem-se a obras paralisadas, para as quais foi constituída em 2004 uma provisão para perdas no mesmo montante, registrada em contrapartida da rubrica “Despesas não Operacionais”. No exercício de 2005, após análise sobre a continuidade dessas obras, o montante total foi revertido em contrapartida à rubrica “Despesas Não Operacionais” .

Do valor total dos materiais em depósito, o montante de R\$20.340, representa material em depósito para atender as necessidades do Programa Luz para Todos; e referem-se principalmente aos postes, transformadores, cabos, medidores, conversores de potência, dentre outros, para utilização nas obras em andamento ou para a manutenção da rede atual. Em 2004, foi constituída uma provisão para perdas referente aos itens sem movimentação há mais de 180 dias, no montante de R\$1.601, registrada em contrapartida da rubrica “Despesas não Operacionais”.

c) Obrigações Vinculadas à Concessão

As contribuições do consumidor referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução dos empreendimentos necessários ao atendimento dos pedidos de fornecimento de energia elétrica e a participação da União refere-se as verbas federais recebidas para a execução de empreendimento elétrico vinculado ao Serviço Público de Energia Elétrica. Em virtude de sua natureza, essas contas não representam obrigações financeiras e, dessa forma, não devem ser incluídas como exigibilidades para fins da determinação dos indicadores financeiros.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção e distribuição de energia elétrica, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A Resolução ANEEL n.º 20/99, de 03/02/99, regulamenta a desvinculação dos bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo a autorização prévia para desvinculação dos bens que deixam de ser útil à concessão, quando destinados à alienação. Em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, não havia bens que deixaram de ser úteis ou bens que requeiram provisão para perdas.

(11) FORNECEDORES - Consolidado

DESCRIÇÃO	Consolidado	
	2004	2003
Suprimento e Encargos de Conexão		
• ELETRONORTE	22.468	133.102
• CEPISA	268	353
• CHESF	1.025	943
Energia de Curto Prazo	715	0
Uso do Sistema de Transmissão	7.122	5.761
Ressarcimento do Gerador - Energia Livre	19.273	12.569
Materiais e Serviços	20.777	10.489
	71.648	163.217

Em 1999, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica assinaram com as 15 empresas transmissoras de energia e o Operador Nacional do Sistema – ONS, órgão criado para conduzir o planejamento e a operação do sistema elétrico

brasileiro, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, os quais as obrigam a pagar pelo uso dos ativos de transmissão, visto a interligação de todo o sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica.

(12) TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - Consolidado

	Consolidado			
	2004		2003	
	CIRCULANTE	LONGO PRAZO	CIRCULANTE	LONGO PRAZO
ISS	585	425	352	286
Encargos Sociais e outros	2.085	-	2.805	-
ICMS	14.842	304	12.266	-
PIS e COFINS	18.341	-	8.143	660
REFIS/PAES (a)	4.800	4.698	4.770	6.639
	<u>40.653</u>	<u>5.427</u>	<u>28.336</u>	<u>7.585</u>

(a) Programa de Recuperação Fiscal – REFIS/ Parcelamento Especial – PAES (“REFIS – II”)

Em 29 de novembro de 2000, a CEMAR ingressou no Programa de Recuperação Fiscal – REFIS. Esse programa visa à regularização dos créditos da União, dos tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal – SRF e pelo Instituto Nacional do Seguro Social – INSS, relativos aos fatos geradores ocorridos até 28 de fevereiro de 2000. O programa previu, e foram utilizados, os créditos tributários oriundos de prejuízos fiscais e da base negativa da contribuição social, no montante de R\$18.677 para a liquidação dos valores correspondentes às multas e aos juros incluídos no programa, bem como a atualização monetária do saldo com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP. O pagamento da dívida fiscal apurada, no caso da CEMAR, estava sendo efetuado em 60 parcelas mensais desde março de 2000, segundo as regras do REFIS.

Em 30 de maio de 2003, através da Lei nº 10.684/03 (Parcelamento Especial –PAES), o Governo Federal permitiu um novo parcelamento em até 180 meses, para os débitos junto à Receita Federal, Procuradoria da Fazenda Nacional e Instituto Nacional do Seguro Social (INSS), vencidas até 28 de fevereiro de 2003, inscritos ou não na dívida ativa, mesmo em fase de execução fiscal ou que tenham sido objeto de parcelamento anterior, com correção mensal da TJLP. Neste sentido a CEMAR, em 31 de julho de 2003, ingressou nesse programa optando pelo parcelamento em 120 meses, incluindo os débitos fiscais, onde houve a desistência de processos judiciais e administrativos, conforme descrito a seguir:

	2004	2003
Saldo no início do exercício	11.439	12.448
IRPJ sobre Lucro Inflacionário	-	110
Débitos com INSS	-	5.443
Pagamentos no ano	(2.978)	(7.702)
Atualizações	1.037	1.110
Saldo no final do exercício	<u>9.498</u>	<u>11.409</u>
Circulante	<u>4.800</u>	<u>4.770</u>
Longo Prazo	<u>4.698</u>	<u>6.639</u>

Com o ingresso no Parcelamento Especial – PAES, a CEMAR assumiu determinadas obrigações conforme a legislação correspondente, dentre as quais se destacam:

- a autorização de acesso irrestrito, pela Secretaria da Receita Federal – SRF, às informações relativas à sua movimentação financeira;
- o acompanhamento fiscal específico, com o fornecimento periódico em meio magnético dos dados, inclusive os indicativos das receitas;
- o cumprimento regular das obrigações para com o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS e o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural – ITR; e
- o pagamento regular das parcelas do débito consolidado, nos termos detalhados pela norma, bem como dos tributos e das contribuições vencidas a partir de 1º de março de 2003, em relação aos quais fica excluída qualquer outra forma de parcelamento.

A exclusão da pessoa jurídica do PAES implicará na exigibilidade imediata da totalidade do débito confessado e ainda não pago, e a automática execução da garantia prestada. O valor presente da dívida do PAES na data-base de 31 de dezembro de 2004 monta a R\$ 7.767.

(13) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS - Consolidado**a) Composição**

	Consolidado					
	2004			2003		
	CURTO PRAZO		LONGO PRAZO	CURTO PRAZO		LONGO PRAZO
ENCARGOS	PRINCIPAL	ENCARGOS		PRINCIPAL		
MOEDA ESTRANGEIRA						
Tesouro Nacional	197	1.774	19.292	290	1.553	23.217
Instituições financeiras				3.790	16.985	
	197	1.774	19.292	4.080	18.538	23.217
MOEDA NACIONAL						
ELETROBRÁS		1	244.512		99.296	156.526
ELETRONORTE		18.024	155.516	16.146	45.295	
Instituições Financeiras	283	10.412	7.345	6.331	35.821	9.136
	283	28.437	407.373	22.477	180.412	165.662
Empréstimos – dívida com a FASCEMAR	87	1.109	23.940	706	1.545	21.426
Dívida com Acionista – Moeda nacional (nota 9)			69.437			
Total de empréstimos e financiamentos	567	31.320	520.042	27.263	200.495	210.305
OUTRAS DÍVIDAS						
Dívida com Acionista – Moeda estrangeira				4.169	69.528	
Debêntures (Nota 13)		6.785	23.165	34.475	-	150.000
TOTAL DA DÍVIDA	567	38.105	543.207	65.907	270.023	360.305

b) Sumário das principais operações:

- (I) O saldo com o Tesouro Nacional refere-se aos financiamentos dos contratos de médio e longo prazo e os juros devidos a bancos comerciais e outros credores estrangeiros, não depositados no Banco Central do Brasil, nos termos das Resoluções nº 1.541/88 e nº 1.564/89, do Conselho Monetário Nacional – CMN, que foram objeto de permuta por bônus emitido pela União. Esta dívida está garantida por receitas da CEMAR, provenientes do fornecimento de energia.
- (II) As operações com as instituições financeiras em moeda nacional correspondem aos empréstimos para capital de giro, garantidos por nota promissória e em alguns casos por recebíveis. Inclui, também, financiamento com o BNDES, conforme estabelecido no Acordo Geral do Setor Elétrico, visando à reposição financeira da perda de receita decorrente do racionamento de energia elétrica e no Programa Emergencial e

Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica – CVA.

Os Bancos Credores da COMPANHIA, conjuntamente com os mencionados debenturistas, aderiram ao “Acordo”, assinado em 26 de março de 2004, e posterior “Aditivo” contratual, de 12 de abril de 2004, celebrado conjuntamente com a CEMAR e a SVM Participações e Empreendimentos Ltda (Controladora da Brisk Participações S.A.), no qual os credores privados se comprometeram a subscrever com os seus créditos uma nova emissão de debêntures (Vide nota explicativa 14).

- (III) Os contratos com a ELETROBRÁS referem-se basicamente aos recursos para construção de linhas de transmissão e de subestações, para o Programa de Supervisão, Automação e Controle – SAC e ao Programa de Conservação de Energia. Os financiamentos estão garantidos por vinculação das receitas da CEMAR e, em alguns casos, por notas promissórias. No segundo trimestre de 2004, a dívida foi negociada conforme descrito a seguir.

Os créditos oriundos dos contratos de empréstimos e financiamentos, no montante de R\$256.000 foram renegociados ao longo do segundo trimestre de 2004 nas seguintes bases:

- Capitalização de R\$55.000, convertidos em aproximadamente 35% do capital social da CEMAR, representado por 35% das ações ordinárias e 35% das preferenciais, ao preço de R\$0,01 por lote de mil ações;
 - Repactuação do saldo remanescente, no montante de R\$201.000 (em valores de 31 de dezembro de 2003), para pagamento em um prazo de até 20 anos, mantidas predominantemente a remuneração e as garantias asseguradas nos instrumentos contratuais vigentes nessa data. Adicionalmente, a ELETROBRÁS poderá utilizar até 31 de dezembro de 2008 parte dos créditos para aumentar a sua participação acionária na CEMAR, até o limite máximo de 40% do capital social da COMPANHIA. O preço estabelecido para este fim, será de R\$ 0,20 por lote de mil ações independentemente do valor patrimonial ou de mercado na ocasião. A ELETROBRÁS participará da administração da CEMAR através da indicação de um membro da Diretoria, dois membros do conselho de Administração e dois membros do Conselho Fiscal.
- (IV) O saldo da dívida com a ELETRONORTE, até 31 de março de 2004, era oriundo da transferência dos ativos correspondentes às instalações integrantes de seu sistema de 230 KV (“Termo de Transferências de Bens, Direitos e Instalações por Dação em Pagamento Parcial e Repactuação da Forma de Quitação de Débitos Remanescentes”). A diferença entre o valor dos bens transferidos e o saldo devedor da CEMAR com a ELETRONORTE resultou numa obrigação, para a qual a mesma ofereceu como garantia a vinculação de até 25% de suas receitas.

Durante o 2º trimestre de 2004, as diferenças acumuladas relativas às faturas de junho a dezembro de 2001, relacionadas aos ajustes com racionamento de energia adquirida para o período de janeiro a março de 2002 e as diferenças das faturas de abril a julho de 2002, acrescidas dos respectivos encargos, no montante de R\$120.256, foram objeto de renegociação conforme descrito a seguir:

- i) “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica”, celebrado em 9 de setembro de 1999, com saldo atualizado até 14 de abril de 2004 de R\$120.256, de acordo com a variação do IGP-M.
- Pagamento em 7 de maio de 2004, do montante de R\$21.227, corrigido monetariamente pelo IGP-M e acrescido dos juros nominais de 12% a.a. pró-rata dia, vencível.
 - O saldo remanescente de R\$99.029, será corrigido monetariamente pelo IGP-M, acrescido dos juros nominais de 12% a.a., e pago em 60 parcelas mensais e sucessivas, calculadas pelo Sistema Francês de Amortização, com vencimento no dia 27 de cada mês, sendo a primeira vencível em 27 de maio de 2004.
- ii) “Termo Definitivo de Transferência de Bens, Direitos e Instalações” por dação em pagamento parcial e repactuações da forma de quitação de débito remanescente – “Protocolo”, assinado em 31 de março de 2000 e com o “Primeiro Aditivo” assinado em 31 de janeiro de 2002, conforme descrito a seguir:
- Saldo devedor de R\$61.441, atualizados até 31 de dezembro de 2003 pela variação do IGP-M;
 - Prazo de vencimento de 12 anos;
 - Carência de 03 (três) anos de amortização do principal conforme cláusulas descritas no respectivo instrumento contratual “Termo de Ajuste e Obrigações”; e
 - Juros nominais de 12% a.a. mais a correção monetária pelo IGP-M.

c) Escalonamento dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

Em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 os empréstimos e financiamentos no curto prazo apresentam os montantes de R\$ 38.672, e R\$ 335.930, respectivamente, no longo prazo corresponde ao montante de R\$ 543.207 e R\$ 360.305, respectivamente, seus vencimentos estão programados conforme descrito abaixo:

<u>Vencimento</u>	<u>Consolidado</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
2005		63.691
2006	42.246	183.918
2007	37.023	30.139
2008	41.159	26.690
Após 2008 até 2024	422.799	54.867
	473.770	360.305
Dívida com acionista (a)	69.437	
Total	543.207	

(a) Dívida com acionista, sem vencimento, conforme divulgado na nota 9(d), liquidada conforme divulgado na nota explicativa 22.

O valor da dívida dos empréstimos, financiamentos e debêntures vencidos antes da reestruturação financeira ocorrida em abril de 2004, era de R\$ 258.356.

d) Composição por índice e moeda

- Em moeda estrangeira

Moeda	Em US\$ 000	Variação 2004	Taxa de juros
Dólar norte-americano	8.010	-8,13%	Entre LIBOR + 0,81% a.a. e 8% a.a.
Em 31.12.04	8.010		
Em 31.12.03	41.373		

- Em moeda Nacional

Indexador	Em R\$	Variação 2004	Taxa de juros
IGP-M	388.719	12,41%	13,4% a 16,2% a.a.
FINEL	52.407	2,38%	9,4% a 14% a.a.
RGR	11.709	-	6,00% a.a.
CDI	25.135	16,15%	1,75% a 4,90% a.a.
SELIC	13.209	16,25%	1,00% ^a a. a.
Em 31.12.04	491.179		
Em 31.12.03	576.701		

e) Programa de Universalização de Acesso e Uso de Energia Elétrica na Zona Rural:

A CEMAR firmou um contrato de financiamento de concessão e subvenção, em junho de 2004, com as Centrais Elétricas Brasileiras S. A – ELETROBRÁS, de R\$231.620, para cobertura financeira dos custos diretos das obras do Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas Energia, a serem executadas em sua área de concessão, conforme demonstrado a seguir:

O montante equivalente a até 11,3% do custo total das respectivas obras estimadas em R\$272.370, exclusive as despesas com mão-de-obra, transporte e administração próprios, serão obtidos através dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, o qual corresponde a abertura de um crédito no valor de R\$30.883.

O montante total equivalente a até 73,7% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas com mão-de-obra, transporte e administração próprios, será obtido através dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, o qual corresponde à concessão de um crédito no valor de R\$200.737, a título de subvenção econômica, conforme a Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003.

No acumulado até 31 de dezembro de 2004, os recursos da RGR foram de R\$9.118 e da CDE foram de R\$59.246, sendo que o cronograma de liberação para o restante dos créditos dependerá das seguintes condições:

- 15% - Comprovações financeira e física baseada no avanço do projeto. A diferença entre as duas comprovações será de no máximo 15%.
- 10% - Comprovações financeira e física baseada no avanço do projeto.
A diferença entre as duas comprovações será de no máximo 10%.
- 5% - Comprovações financeira e física baseada no avanço do Projeto.
A diferença entre as duas comprovações será de no máximo 5%.
- 40% - Comprovações financeira e física baseada no avanço do projeto.
A diferença entre as duas comprovações será de no máximo 40%.

(14) DEBÊNTURES - Consolidado

As debêntures originalmente emitidas no montante de R\$150.000 em junho de 2001, foram aplicadas na melhoria da estrutura de capital da CEMAR e destinaram-se ao financiamento do capital de giro e às inversões no programa de investimentos para a melhoria e a expansão dos serviços prestados pela CEMAR.

a) Características da emissão pública das debêntures:

Valor Nominal Unitário:	R\$10.000,00
Quantidade:	15.000 debêntures.
Espécie:	Com garantia flutuante.
Conversibilidade e Forma:	Não conversível, nominativo escritural.
Prazo e Data de Vencimento:	60 meses, vencendo em 1º de junho de 2006.
Juros Remuneratórios:	100% da taxa média diária dos Depósitos Interfinanceiros – “Taxa DI”, expressa na forma percentual ao ano, na base de 252 dias úteis, acrescida da sobretaxa de 1% (um ponto percentual) efetiva ao ano, na base de 252 dias.

b) Renegociação:

Em 25 de março de 2004, foi realizada a 13ª Assembléia Geral de Debenturistas – AGD da COMPANHIA, na qual os debenturistas presentes representando 99,6867% das 15.000 (quinze mil) debêntures em circulação deliberaram os seguintes assuntos:

- i) Os debenturistas presentes, que representavam conjuntamente 97,7068% das debêntures em circulação, aprovaram os termos do “Acordo de Subscrição de Debêntures e Outros Pactos” (“Acordo”) apresentadas pela SVM Participações e Empreendimentos Ltda., que ficou arquivado na sede do Agente Fiduciário, bem como re-ratificaram a proposta de reestruturação das dívidas da CEMAR aprovada nos termos da 8ª Assembléia Geral dos Debenturistas.
- ii) Os demais debenturistas Fundos Concórdia Multi Investimento Financeiro (Fundo – CCV) e a Concórdia S.A. Corretora de Valores Mobiliários, Câmbio e Commodities, que possuíam conjuntamente 2,6666% das debêntures em circulação, aceitaram ajustar os

seus créditos em condições similares às disponibilizadas para a ELETROBRÁS e a ELETRONORTE, mediante acordo firmado com a CEMAR e a SVM Participações e Empreendimentos Ltda., conforme abaixo discriminado.

Neste contexto, foi aprovada na Assembléia Geral Extraordinária – AGE (em 30 de abril de 2004) a emissão pública de 73.642 debêntures da COMPANHIA, com valor nominal de R\$ 1 cada, conversíveis em ações, com garantia flutuante. Tais debêntures foram emitidas em 16 de setembro de 2004, de acordo com a “Escritura da Segunda Emissão pública das Debêntures Conversíveis em Ações e com Garantia Flutuante da CEMAR, com as seguintes características:

Características da Segunda Emissão de Debêntures

Número da emissão: 2ª emissão

Série: única

Data da emissão: 16/09/2004

Quantidade: 73.642 debêntures

Valor Nominal: R\$ 1.000,00

Montante Líquido da Emissão: R\$ 73.642.000,00

Valor Nominal do Prêmio: R\$ 2.223,07

Espécie: com garantia flutuante

Tipo de emissão: simples

Natureza da emissão: pública

Conversibilidade e forma: conversíveis em ações nominativa escritural

Prazo e data de vencimento: 60 meses vencendo a primeira parcela 30 dias após a data de emissão

Atualização: de acordo com a variação da Taxa SELIC, no período de 29/02/2004 até a data da efetiva integralização

Juros: 12% ao ano, a partir da data da integralização

A dívida relativa ao item b (i) acima, consolidada e atualizada de acordo com a variação da “Taxa SELIC” no período de 29 de fevereiro de 2004 até a data da subscrição da 2ª emissão de debêntures, era de R\$ 1,085 para o valor nominal unitário; e de R\$ 2,412 para o respectivo valor do prêmio de emissão, perfazendo um total de R\$ 3,463 por debênture, e foi utilizada para aquisição das novas debêntures, ficando extintos os créditos originalmente detidos pelos subscritores.

O montante total de R\$ 177.592, correspondente ao prêmio de emissão das debêntures, foi contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido da CEMAR, tendo sido reconhecido com “Receita de Equivalência Patrimonial” na controladora.

De acordo com a escritura da emissão das debêntures, a CEMAR deve manter o quociente resultante da divisão do Passivo Oneroso Líquido pelo LAJIDA (especificamente definida como o lucro no período de 12 meses antes dos juros, impostos, depreciação e amortização, e excluídas as despesas não recorrentes), anual superior a 4,5; bem como o resultante da divisão do LAJIDA Anual pelas Despesas financeiras inferior a 1,5.

Por Passivo Oneroso Líquido, entendem-se o total dos empréstimos e financiamentos, exceto a dívida contraída perante o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social – BNDES por conta da celebração do Acordo Geral do Setor Elétrico e a dívida contraída perante a ELETROBRÁS nos termos do contrato ECF-1960/99 no montante de R\$ 93.511, deduzido das

disponibilidades da CEMAR e dos recebíveis decorrentes da subvenção a consumidores de energia elétrica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Adicionalmente, a CEMAR não poderá distribuir e pagar dividendos relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2004, sendo facultado a distribuição de juros sobre o capital próprio desde que não liquidados financeiramente neste exercício.

Demonstrativo do Resumo das Renegociações das Dívidas com os Credores da CEMAR:

DESCRIÇÃO	Venc ^o . Final	Encargos Financeiros 31/03/2004	Encargos Financeiros Atuais	Saldo em 31.12.04	Saldo em 31.12.03
ELETROBRÁS				244.513	255.822
RES 150/00-2035/00	30/12/2015	IGP-M + 13,4% aa	IGP-M + 13,4% aa	71.295	62.377
RES 150/00-2033/00	30/12/2015	RGR + 6,8% aa	RGR + 6,8% aa	2.411	2.290
RES 150/00-2034/00	30/12/2015	FINEL + 9,4% aa	FINEL + 9,4% aa	38.883	35.355
ECF – 1510/97	30/12/2015	FINEL + 14,0% aa	FINEL + 14,0% aa	443	386
ECF – 1639/97	30/12/2015	FINEL + 11,5% aa	FINEL + 11,5% aa	5.331	4.749
ECF – 1645/97	30/12/2015	FINEL + 13,6% aa	FINEL + 13,6% aa	897	785
ECF – 1960 /99	30/12/2023	IGP-M + 16,2% aa	IGP-M + 4% aa	109.102	94.568
ECF – 1907/99	30/12/2015	FINEL + 11,0% aa	FINEL + 11,0% aa	757	681
ECF – 1908/99	30/12/2015	FINEL + 9,4% aa	FINEL + 9,4% aa	6.098	5.527
ECF-1473/97	30/12/2015	RGR + 13,6% aa	RGR + 13,6% aa	178	160
Ecos-027/04	30/06/2016		RGR + 6% aa	9.118	0
Ecos-2213	30/04/2013				48.944
ELETRONORTE				173.540	61.441
<i>ELETRONORTE - Protocolo</i>	30/08/2015	IGP-M + 12,0% aa	IGP-M + 12,0% aa	75.891	0
<i>ELETRONORTE – Suprimento</i>	30/04/2009		IGP-M + 12,0% aa	97.649	61.441
Tesouro Nacional	11/04/2024	US\$+(Libor/Sem+jrs)	US\$+(Libor/Sem+jrs)	21.263	25.060
FASCEMAR	02/03/2015	102%CDI	102%CDI	25.136	23.677
UNIBANCO	28/08/2004	SELIC	SELIC	0	20.775
BANCO DO BRASIL-C-G	16/02/2004				232
BANCO ABC BRASIL	01/12/2003	SELIC	SELIC	0	6.753
DRESDNER	01/12/2003	SELIC	SELIC	0	12.321
BKBOSTON - Retorno Fixo	01/12/2003	SELIC	SELIC	0	15.090
PPL	28/02/2003			0	73.697
DEBÊNTURES 1a. Emissão	01/06/2003	CDI+1,7% a.a.	CDI+1,7% a.a.		184.475
DEBÊNTURES 2a. Emissão	01/06/2009	CDI+1,7% a.a.	Bônus + 12% aa	29.950	0
BNDES				13.209	16.890
BNDES-ACORDO SETOR	15/01/2006	SELIC + 1% a.a	SELIC + 1% a.a	6.421	16.890
0BNDES – CVA	15/09/2006	SELIC + 1% a.a	SELIC + 1% a.a	6.787	0
Concórdia S/A	30/12/2023	IGP-M + 12%aa	IGP-M + 12%aa	2.416	0
Fundo CCV	30/12/2023	IGP-M + 12% aa	IGP-M + 12% aa	2.416	0
TOTAL DA DÍVIDA				512.442	696.235

(15) PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS**a) Considerações Gerais e composição**

Destinada à cobertura de eventuais perdas, avaliadas como prováveis pelo departamento jurídico, com valor estimado para os processos trabalhistas, tributários e cíveis, nas instâncias administrativa e judicial. A administração considera que a provisão para contingências, inclusive juros, é suficiente para cobrir perdas prováveis no curso das ações em andamento, conforme composição abaixo:

<u>NATUREZA DA AÇÃO</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Cíveis e tributárias	61.715	46.472
Trabalhistas	3.946	2.077
	<u>65.662</u>	<u>48.549</u>

O montante de R\$ 18.705, relativo às novas provisões para contingências, foi registrado durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2004, e encontra-se classificado dentro do grupo de “outras despesas operacionais”.

Tais adições ocorreram, basicamente, devido as novas avaliações efetuadas em determinados processos da CEMAR, pelos seus assessores jurídicos.

b) Natureza das contingências

Ação indenizatória interposta pelo Delta National Bank & Trust CO. of New York contra a CEMAR, na qual o mencionado Banco pleiteia uma indenização por uma fração do empréstimo não pago, além de uma compensação por uso da garantia (ELETS). Atualmente o processo está na fase dos últimos recursos cabíveis. Em paralelo, as partes questionam vários incidentes processuais. A administração constituiu uma provisão no montante de R\$ 14.000 (2003 – R\$ 14.665).

Ação de Prestação de Contas de Taxa de Iluminação Pública – TIP, interposta pela Prefeitura do Município de São Luís contra a CEMAR, visando receber os valores decorrentes da arrecadação e questionando o repasse e os investimentos feitos no parque de iluminação pública da cidade. Em paralelo, a CEMAR interpôs ação similar, cujos feitos tramitam em apenso no cartório para decisão única. A perita oficial já apresentou laudo contábil e as partes se pronunciaram sobre os documentos por ela apresentados, aguardando o início da fase de instrução. Tramitam no Tribunal diversos recursos, dos quais um agravo julgado procedente deu a CEMAR o direito de ter sua prestação de contas avaliada pelo judiciário. Desta forma, a administração constituiu uma provisão no montante de R\$ 21.000 (2003 – R\$ 19.156).

Outras ações judiciais propostas contra a CEMAR abordam, principalmente, ações trabalhistas, temas relativos às falhas no fornecimento de energia e os conseqüentes danos materiais, falhas do atendimento e os conseqüentes danos morais, ações de interrupção do fornecimento, acusações de fraude de consumo, acidentes com terceiros e usuários envolvendo danos estéticos, mutilações, óbitos e a cobrança de tributos nas contas de consumo. O valor contingenciado foi de R\$ 30.662 (2003 - R\$ 14.728).

Além das perdas provisionadas acima, existem outras contingências monitoradas pela administração, com base na avaliação do Departamento Jurídico, cuja possibilidade de perda é avaliada como possível ou remota e desta forma não foram contabilizadas.

A CEMAR está sujeita às leis de preservação ambiental e aos respectivos regulamentos nas esferas Federal, Estadual e Municipal. A CEMAR, considera que a exposição aos riscos ambientais, baseada na avaliação dos dados disponíveis, no atendimento às leis e aos regulamentos aplicáveis, não apresenta impacto relevante em suas demonstrações financeiras ou no resultado de suas operações.

(16) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, o capital social da COMPANHIA é de R\$566.862, estando representado por:

<u>Natureza das ações</u>	<u>Quantidades de ações</u>
Ações Ordinárias Nominativas	283.430.937
Ações Preferenciais Nominativas	283.430.936
TOTAL DE AÇÕES	566.861.873

Cada ação ordinária dá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais da Companhia. As ações preferenciais não terão direito a voto nas Assembléias Gerais da Companhia, porém seus detentores possuirão prioridade na distribuição dos dividendos mínimos e obrigatórios.

A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de R\$ 50.000.

Em 30 de abril de 2004 foi emitido pela Companhia, e subscrito por empresa ligada, bônus de subscrição no valor de R\$ 30.000 (registrado em Reserva de Capital), o qual foi resgatado e convertido em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital no exercício de 2005, conforme divulgado na nota explicativa 22.

Aos Acionistas está assegurado um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação em vigor e deduzido das destinações determinadas pela Assembléia Geral.

(17) FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - Consolidado

A composição do fornecimento e do suprimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é a seguinte:

	Consolidado					
	2004			2003		
	N.º de Consumidores (*)	MWh (*)	R\$	N.º de Consumidores (*)	MWh (*)	R\$
Residencial	1.005.470	1.045.760	274.696	972.662	1.022.784	216.559
Industrial	8.866	424.329	87.740	8.873	419.878	68.039
Comércio	87.451	505.753	154.376	82.564	482.682	117.734
Rural	44.046	92.856	16.663	37.577	80.134	12.121
Poder Público	13.512	170.033	51.793	12.938	167.872	40.265
Iluminação Pública	335	167.200	27.237	273	164.238	21.734
Serviço Público	1.329	182.067	36.893	1.209	177.915	27.430
Cons. Próprio (**)	274	5.192	0	265	5.376	
Suprimento (***)			0			
- MAE e CEPISA			1.653		57.282	2.642
- Baixa Renda			44.252			34.436
- RTE (****)			(22.970)			(16.887)
Enc. Emergencial			20.719			15.546
Outras			13.126			8.224
ICMS	1.161.283	2.593.190	706.178	1.116.361	2.578.161	547.843
			(96.740)			(73.571)
TOTAL	1.161.283	2.593.190	609.438	1.116.361	2.578.161	474.272

(*) Informações não auditadas.

(**) O valor correspondente ao fornecimento faturado da classe Consumo Próprio foi reclassificado de acordo com as determinações contidas na Portaria DNAEE n.º 526/95.

(***) O valor correspondente ao Suprimento de Energia Elétrica, encontra-se destacado na Demonstração do Resultado.

(****) Recomposição Tarifária Extraordinária, reflete a amortização líquida da receita.

(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA - Consolidado

a) Características do Plano de aposentadoria

A CEMAR é patrocinadora da Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR - FASCEMAR, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela previdência oficial.

O plano previdenciário adotado pela FASCEMAR é o do Benefício Definido e, na qualidade de patrocinadora, a CEMAR contribui com uma parcela mensal proporcional à dos participantes da FASCEMAR. No exercício de 2004, esse valor importou em R\$1.930 (31/12/2003 - R\$1.819). O regime atuarial para a determinação do custeio é o da capitalização e contribuição devida pela CEMAR é de 6% da remuneração total da folha dos seus empregados participantes da FASCEMAR (4,54% contribuição normal e 1,65% contribuição amortizante). A contribuição dos Participantes Ativos é de 4,98% da remuneração total apurada em folha, e a contribuição exclusiva para os Participantes Assistidos é da ordem de 3,14% incidentes sobre os benefícios pagos.

b) Dívida

Em 20 de março de 2001, foi repactuado o contrato de confissão de dívida entre a CEMAR e FASCEMAR – Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR, cujo fato gerador foi a dívida que a CEMAR detinha junto à FASCEMAR, proveniente das retenções e dos atrasos nos repasses de suas contribuições como patrocinadora da Fundação. Esse débito consolidado, em 31 de Dezembro de 2004, corresponde ao montante de R\$25.136 (31/12/2003 – R\$23.677), sendo R\$1.196 (31/12/2003 – R\$2.251) correspondente a parcela de curto prazo, e está garantido por recebíveis da CEMAR (Nota Explicativa 13(a)).

A dívida resultante deste contrato tem seu pagamento em 168 prestações mensais e consecutivas, desde abril de 2001, com incidência de juros correspondente 102% do DI over extragrupo, calculado e divulgado diariamente pela CETIP.

c) Obrigações da Patrocinadora

Nos termos dos artigos 12, item 1 do Estatuto e 40 e 41 do Regulamento Interno da FASCEMAR, é de responsabilidade da Patrocinadora o aporte dos recursos necessários à prestação dos benefícios que correspondam ao tempo de serviço vinculado à Previdência Oficial e que seja anterior à data de inscrição dos seus empregados na Fundação.

Além da dívida mencionada no item anterior, a CEMAR mantém saldo para fazer face às obrigações com a patrocinada, em seu exigível de longo prazo, no montante de R\$10.167 (2003 - R\$8.792), que reflete os efeitos da Deliberação CVM nº 371, comentada a seguir.

d) Deliberação CVM nº 371 - Contabilização dos Planos de Pensão

De acordo com a Deliberação CVM nº 371 de 13 de dezembro de 2000, a partir do exercício de 2001 as empresas de capital aberto necessitam incluir em suas demonstrações financeiras os passivos oriundos dos benefícios aos quais os empregados têm direito, com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

Conforme alternativa prevista pelo citado normativo, a CEMAR optou pelo reconhecimento do passivo (item (c) acima) nos resultados pelo período de 5 anos, a partir de 2002, ou pelo tempo médio de serviço ou de vida remanescente dos empregados se estes forem menores.

A CEMAR contratou a empresa ATEST – Atuária e Estatística LTDA, para a realização da Avaliação Atuarial dos benefícios oferecidos aos seus empregados quando da aposentadoria, efetuada com base na Unidade de Crédito Projetada – UCP. Apresentamos a seguir as informações requeridas pela Deliberação CVM 371/00, obtidas com base no relatório dos atuários independentes:

- Avaliação dos Ativos/(Passivos)

	Para os exercícios de	
	2004	2003
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(135.953)	(124.538)
Valor justo dos ativos	<u>89.000</u>	<u>81.132</u>
Valor do custo do serviço passado	46.953	43.406
Valor líquido das perdas não reconhecidas	(9.379)	(6.074)
Obrigações atuariais reconhecida no balanço	<u>(35.303)</u>	<u>(32.265)</u>
Passivo líquido a ser reconhecido no resultado		
Dos próximos dois exercícios (2003 – três exercícios)	<u>(2.271)</u>	<u>(5.067)</u>

- Despesa prevista

	Para os exercícios de	
	2005	2004
Custo do serviço corrente	2.780	3.394
Custo dos juros	13.922	12.485
Rendimento esperado do ativo do plano	(9.114)	(8.281)
Amortização do custo do serviço passado	6.624	6.624
Contribuição do empregado	<u>(1.432)</u>	<u>(1.346)</u>
Total	<u>12.780</u>	<u>12.876</u>

Premissas atuariais (em 2004 e 2003)

Hipóteses Econômicas

Taxa de desconto e de retorno esperado dos ativos	10,24 % a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,08 % a.a.(7,12% em 2003)
Inflação e crescimento dos benefícios da previdência social	4,0 % a.a.
Fator de capacidade de salários e benefícios	98 %

Hipóteses Demográficas

Tábua de Mortalidade	AT 49 (em 2003, GAM 1971 modificada)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	IAPB-55(em 2003, RRB 1944)
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Media (2m 2003, RRB 1944)
Tábua de Rotatividade – Somente 2003.	Experiência da Towers
Idade de Aposentadoria	Primeira idade com direito ao benefícios integral
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	95%
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos

(19) SEGUROS

A CEMAR mantém apólices de seguros para cobertura de sinistros conforme os ramos mencionados na tabela abaixo, levando-se em conta o grau de risco. Os montantes segurados são considerados suficientes para cobrir eventuais perdas sobre os seus ativos e/ou responsabilidades.

Ramo	Vigência	Importância Segurada(*)	Prêmio	Apólice
Responsabilidade Civil	30/06/2005	2.000	46	33513312050
Comp. Empresarial	30/06/2005	1.000	171	3318 330757
Veículos	19/06/2005	100	40	1020829842
Veículos	19/06/2005	100	72	Diversas

(*) Limite máximo de indenização por evento

(20) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Comissão de Valores Mobiliários - CVM, através da Instrução n.º 235, de 23 de março de 1995, que estabeleceu os mecanismos para a divulgação, em nota explicativa, das considerações dos fatores de risco da COMPANHIA e do valor de mercado dos instrumentos financeiros reconhecidos ou não nas demonstrações contábeis.

Por ser uma holding de investimentos, os principais riscos da COMPANHIA estão relacionados à performance de sua investida, conforme detalhado abaixo.

Controlada

A CEMAR tem como atividade o fornecimento de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Maranhão. Seus principais fatores de riscos são:

- **Risco de Crédito:** Os altos valores, bem como as idades dos recebíveis dos órgãos públicos, constituem um risco para a liquidez e para a estrutura de capital da CEMAR. A administração acompanha as situações em aberto e registra provisões para os casos necessários de acordo com a orientação da ANEEL;
- **Risco de Mercado:** Conforme regulamentação do Decreto Lei nº 5.163 de 30 de junho de 2004, a CEMAR deverá adquirir energia necessária para atender o seu mercado em 100% de cobertura contratual, através de contratos existentes (inicial e leilão de 2002) e leilão do ambiente regulado (ARC). Desta maneira, considerando os aspectos mencionados na nota explicativa n.º 01, a configuração do mercado de energia, principalmente relativo a um eventual acréscimo na demanda no período de 2005 a 2006, representa um risco para a CEMAR. Adicionalmente, conforme descrito na Nota 5(d), deve ser observado o contexto atual dos valores a receber em decorrência das transações no CCEE.

No consolidado, a valorização, dos principais instrumentos financeiros é a seguinte:

ATIVO:

Disponibilidade e
Contas a receber

Os valores de tais instrumentos aproximam-se do valor de mercado devido aos seus vencimentos de curtíssimo prazo.

PASSIVO:

Empréstimos e
Financiamentos.

Estas operações de crédito no país e no exterior estão atualizadas pelas suas moedas de origem até a data do balanço, seus encargos estão provisionadas com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31.12.04, tanto para mercados interno quanto para o externo.

(21) PREJUÍZOS FISCAIS E BASE NEGATIVA - Controlada

Nos termos da Deliberação CVM nº 273/98 e da Instrução CVM nº 371/2002, a COMAPNHIA e sua controlada CEMAR não vêm reconhecendo contabilmente os créditos fiscais provenientes dos saldos acumulados de prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e das diferenças temporárias que correspondem aos créditos fiscais de imposto de renda e contribuição social acumulados. Na controlada CEMAR, estes valores são respectivamente de R\$211.524 e R\$34.977 (31/12/2003, R\$209.362 e R\$34.122, respectivamente). As referidas normas estabelecem condições para o registro e manutenção de créditos fiscais diferidos, notadamente a apresentação de histórico de rentabilidade e da expectativa de rentabilidade futura, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que permitam a realização do ativo em um prazo máximo de 10 anos. Sendo assim, a CEMAR reverteu para o resultado, em 30 de setembro de 2001, o montante de R\$131.088 referente aos créditos fiscais apurados e registrados contabilmente no ativo.

Por orientação da ANEEL a constituição de provisões ativas relacionadas a esses créditos estão sendo objetos de revisão a cada balanço, em função da conclusão do processo de transferência do controle acionário, como também, as normas e instrução da CVM e IBRACON.

Dada a sua complexidade e as informações disponíveis, os saldos relacionados à Taxa de Iluminação Pública – TIP vem exigindo levantamentos e negociações específicas com as prefeituras. Todavia, frente aos trabalhos até aqui conduzidos, a administração acredita que os saldos apresentados nas demonstrações financeiras não deverão sofrer ajustes significativos.

(22) EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 22 de agosto de 2005 a ANEEL homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da CEMAR, fixando o reposicionamento tarifário em 15,96%.

Em 31 de outubro de 2005 os acionistas aprovaram o resgate do Bônus de Subscrição, registrado em reserva de capital, no valor de R\$30.000, tendo este montante sido convertido em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.

Em 12 de dezembro de 2005 a COMPANHIA entrou com um pedido de anuência prévia na ANEEL para a implementação de um plano de reestruturação societária, o qual contempla a alienação das ações representativas de 50% do capital votante e 46,25% do capital social da COMPANHIA para o Pactual Latin America Power Fund Ltd., fundo gerido por subsidiária integral do Banco Pactual S.A., pelo valor total de R\$87.500, à vista, equivalente ao preço de R\$0,0182 (em R\$) por 1.000 (mil) ações de emissão da CEMAR. Caso a operação seja aprovada pela ANEEL, o controle da CEMAR será compartilhado entre GP e o Fundo Pactual, mediante celebração de acordo de acionistas. A COMPANHIA estendeu à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS o direito de venda conjunta de suas ações na CEMAR, mas a ELETROBRÁS optou por não exercer este direito.

No exercício de 2005, foi aprovada na controlada CEMAR os seguintes registros contábeis: (i) a absorção de parte dos prejuízos acumulados de exercícios anteriores, no valor de R\$512.118; e (ii) a ativação do ativo fiscal diferido no valor de R\$259.281.

Em 30 de dezembro de 2005, foi aprovada a utilização dos créditos detidos pelo antigo acionista controlador contra a COMPANHIA, no valor de R\$69.437, para a absorção de prejuízos acumulados. Adicionalmente, na mesma data foi aprovada a absorção de parte dos prejuízos acumulados de exercício anteriores da COMPANHIA, no valor de R\$246.320.

* * * * *

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
4 - NIRE		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Cel. Colares Moreira 477		2 - BAIRRO OU DISTRITO Renascença II		
3 - CEP 65075-441	4 - MUNICÍPIO São Luis			5 - UF MA
6 - DDD 098	7 - TELEFONE 3217-2123	8 - TELEFONE 0000-0000	9 - TELEFONE 0000-0000	10 - TELEX 0000000
11 - DDD 098	12 - FAX 3235-7161	13 - FAX 0000-0000	14 - FAX 0000-0000	
15 - E-MAIL equatorial@equatorialenergia.com.br				

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME Carlos Augusto Leone Piani				
2 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Colares Moreira 477			3 - BAIRRO OU DISTRITO Renascença II	
4 - CEP 65075-441	5 - MUNICÍPIO São Luis			6 - UF MA
7 - DDD 098	8 - TELEFONE 3217-2123	9 - TELEFONE 3217-2137	10 - TELEFONE 3217-2245	11 - TELEX 0000000
12 - DDD 098	13 - FAX 3235-7161	14 - FAX 3235-2107	15 - FAX 0000-0000	
16 - E-MAIL carlos.piani@equatorialenergia.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - Último	01/12/2005	31/12/2005
2 - Penúltimo	01/12/2004	31/12/2004
3 - Antepenúltimo	01/12/2003	31/12/2003
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR KPMG Auditores Independentes		5 - CÓDIGO CVM 00418-9
6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO Vânia Andrade de Souza		7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 671.396.717-53

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 31/12/2005	2 31/12/2004	3 31/12/2003
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	283.431	283.431	283.431
2 - Preferenciais	283.430	283.430	283.430
3 - Total	566.861	566.861	566.861
Em Tesouraria			
4 - Ordinárias	0	0	0
5 - Preferenciais	0	0	0
6 - Total	0	0	0

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA Empresa Comercial, Industrial e Outras
2 - TIPO DE SITUAÇÃO Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE 3120 - Emp. Adm. Part. - Energia Elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL Holding
6 - TIPO DE CONSOLIDADO Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ÍTEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ÍTEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	-------------------------------

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 29/03/2006	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2005	4 - 31/12/2004	5 - 31/12/2003
1	Ativo Total	579.470	350.585	259.616
1.01	Ativo Circulante	55.250	131	128
1.01.01	Disponibilidades	0	0	7
1.01.01.01	Disponibilidades e Aplicações Fin.	0	0	0
1.01.02	Créditos	0	0	0
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	0	0	0
1.01.02.02	(-) Provisão para Créditos de Liq. Duv.	0	0	0
1.01.03	Estoques	0	0	0
1.01.04	Outros	55.250	131	121
1.01.04.01	Impostos a Recuperar	148	131	121
1.01.04.02	Serviços Perdidos	0	0	0
1.01.04.03	Baixa Renda	0	0	0
1.01.04.04	Pagamentos Antecipados	0	0	0
1.01.04.05	Imposto de Renda e C.S. Diferidos	0	0	0
1.01.04.06	Depositos Judiciais	0	0	0
1.01.04.07	Dividendos a Receber da Controlada	55.102	0	0
1.01.04.08	Outros Créditos a Receber	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	0	0	0
1.02.01	Créditos Diversos	0	0	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.02.01	Consumidores e Revendedores	0	0	0
1.02.02.02.02	Impostos a Recuperar	0	0	0
1.02.02.02.03	Pagamentos Antecipados	0	0	0
1.02.02.02.04	Imposto de Renda e C.S. Diferidos	0	0	0
1.02.02.02.05	Outros	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	524.220	350.454	259.488
1.03.01	Investimentos	524.220	350.454	259.488
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	277.300	100.722	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	246.920	249.732	259.488
1.03.01.03.01	Ágio	246.920	249.732	259.488
1.03.02	Imobilizado	0	0	0
1.03.02.01	Imobilizado	0	0	0
1.03.02.02	(-) Obrig. Vinculadas à Conc. do Serviço	0	0	0
1.03.03	Diferido	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2005	4 - 31/12/2004	5 - 31/12/2003
2	Passivo Total	579.470	350.585	259.616
2.01	Passivo Circulante	54.434	44	169
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.01.01.01	Encargos das Dívidas	0	0	0
2.01.01.02	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.01.01.03	Empresa Controladora	0	0	0
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	0	0	0
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	0	0	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	54.351	0	0
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.06.01	Provisão de Férias e Encargos	0	0	0
2.01.06.02	Provisão para Contingências	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	83	44	169
2.01.08.01	Folha de Pagamento	0	0	0
2.01.08.02	Taxa de Iluminação Pública	0	0	0
2.01.08.03	Encargos dos Consumidores	0	0	0
2.01.08.04	Outros	83	44	169
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	0	69.437	131.271
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	0	69.437	0
2.02.02	Debêntures	0	0	0
2.02.03	Provisões	0	0	131.271
2.02.03.01	Provisão para Contingências	0	0	0
2.02.03.02	Entidade de Previdência Privada	0	0	0
2.02.03.03	Passivo a Descoberto em Controlada	0	0	131.271
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.02.05	Outros	0	0	0
2.02.05.01	Ressarcimento Gerador - MAE	0	0	0
2.02.05.02	Tributos e Contribuições Sociais	0	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	525.036	281.104	128.176
2.05.01	Capital Social Realizado	320.541	566.862	566.862
2.05.02	Reservas de Capital	0	30.000	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	204.495	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0	0
2.05.04.02	Estatutária	30.000	0	0
2.05.04.02.01	Reserva para futuro aumento de capital	30.000	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2005	4 -31/12/2004	5 -31/12/2003
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	174.495	0	0
2.05.04.07.01	Reservas de Lucro	174.495	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	(315.758)	(438.686)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/12/2005 a 31/12/2005	4 - 01/12/2004 a 31/12/2004	5 - 01/12/2003 a 31/12/2003
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	0	0	0
3.01.01	Fornecimento de Energia Elétrica	0	0	0
3.01.02	Suprimento de Energia Elétrica	0	0	0
3.01.03	Encargo de Capacidade Emergencial	0	0	0
3.01.04	Outras Receitas	0	0	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	0	0	0
3.02.01	(-) ICMS sobre Venda de En. Elétrica	0	0	0
3.02.02	(-) COFINS	0	0	0
3.02.03	(-) PIS	0	0	0
3.02.04	(-) Cota para RGR	0	0	0
3.02.05	(-) ISS	0	0	0
3.02.06	(-) Encargo de Cap. Emerg.	0	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	0	0	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	0	0	0
3.04.01	Energia Elétrica Comprada P/ Revenda	0	0	0
3.04.02	Enc. Uso do Sist. de Trans. e Dist.	0	0	0
3.04.03	Custo da Operação - Pessoal	0	0	0
3.04.04	Custo da Operação - Material	0	0	0
3.04.05	Custo da Operação - Serv. Terceiros	0	0	0
3.04.06	Custo da Operação - Dep. e Amort.	0	0	0
3.04.07	Custo da Operação - CCC e CDE	0	0	0
3.04.08	Custo da Operação - Arr. e Alugueis	0	0	0
3.04.09	Custo da Operação - TFSEE	0	0	0
3.04.10	Custo da Operação - Outras	0	0	0
3.04.11	Custo dos Serv. a Terc - Pessoal	0	0	0
3.04.12	Custo dos Serv. a Terc - Material	0	0	0
3.04.13	Custo dos Serv. a Terc - Serv. Terceiros	0	0	0
3.04.14	Custo dos Serv. a Terc - Dep. e Amort.	0	0	0
3.04.15	Custo dos Serv. a Terc - Arr. e Alugueis	0	0	0
3.04.16	Custo dos Serv. a Terc - Outras	0	0	0
3.05	Resultado Bruto	0	0	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	228.846	122.928	(57.219)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.01.01	Despesas com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(23)	129	12
3.06.02.01	Perdas com Créditos Incobráveis	0	0	0
3.06.02.02	Despesas Administrativas	(37)	(47)	(39)
3.06.02.03	Honorários dos Administradores	0	0	0
3.06.02.04	Depreciação	0	0	0
3.06.02.05	Reversão (Provisão) de PDD e Conting.	0	164	0
3.06.02.06	Outras Despesas Operacionais	14	12	51

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/12/2005 a 31/12/2005	4 -01/12/2004 a 31/12/2004	5 -01/12/2003 a 31/12/2003
3.06.03	Financeiras	0	0	6
3.06.03.01	Receitas Financeiras	0	0	6
3.06.03.01.01	Rendas Financeiras	0	0	6
3.06.03.01.02	Acrescimo Moratorio de Energia Vendida	0	0	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	0	0	0
3.06.03.02.01	Encargos de Dívidas	0	0	0
3.06.03.02.02	Variações Monetárias e Cambiais	0	0	0
3.06.03.02.03	Juros dos Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
3.06.03.02.04	Outras	0	0	0
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	228.869	122.799	(57.237)
3.06.06.01	Equivalência Patrimonial	231.680	88.145	(47.481)
3.06.06.02	Amortização de Ágio	(2.811)	(9.756)	(9.756)
3.06.06.03	Ganho de Capital em Controlada	0	44.410	0
3.06.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	228.846	122.928	(57.219)
3.08	Resultado Não Operacional	0	0	0
3.08.01	Receitas	0	0	0
3.08.01.01	Receita Não Operacional	0	0	0
3.08.02	Despesas	0	0	0
3.08.02.01	Despesa Não Operacional	0	0	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	228.846	122.928	(57.219)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	0	0	0
3.10.01	Contribuição Social	0	0	0
3.10.02	Imposto de Renda	0	0	0
3.11	IR Diferido	0	0	0
3.11.01	IR/CSLL Diferidos	0	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.01.01	Acionistas Não Controladores	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	228.846	122.928	(57.219)
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	566.861	566.861	566.861
	LUCRO POR AÇÃO	0,40371	0,21686	
	PREJUÍZO POR AÇÃO			(0,10094)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/12/2005 a 31/12/2005	4 - 01/12/2004 a 31/12/2004	5 - 01/12/2003 a 31/12/2003
4.01	Origens	124.516	99.566	18
4.01.01	Das Operações	55.079	129	18
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	228.846	122.928	(57.219)
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	(173.767)	(122.799)	57.237
4.01.01.02.01	Depreciação e Amortização	2.811	9.756	9.756
4.01.01.02.02	Valor Residual de Ativo Perm. Baixado	0	0	0
4.01.01.02.03	Prov. p/ perda no ativo imobilizado	0	0	0
4.01.01.02.04	Prov. p/ contingências	0	0	0
4.01.01.02.05	Juros e Var. Mon. e Cambial de LP	0	0	0
4.01.01.02.06	Reversão p/ Fundo de Pensão - CVM 371	0	0	0
4.01.01.02.07	Equivalência Patrimonial	(231.680)	(88.145)	47.481
4.01.01.02.08	IR e CS Diferidos - Longo Prazo	0	0	0
4.01.01.02.09	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0
4.01.01.02.10	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
4.01.01.02.11	Ganho de Capital em Controlada	0	(44.410)	0
4.01.01.02.12	Part. de Acionistas Não Controladores	0	0	0
4.01.01.02.13	Dividendos Declarados em Controlada	55.102	0	0
4.01.01.02.14	Recursos Aplicados nas Op. Sociais	0	0	0
4.01.02	Dos Acionistas	69.437	30.000	0
4.01.02.01	Constituição de Reserva de Capital	0	30.000	0
4.01.02.02	Conv. de Empréstimos de LP em Res. Cap.	69.437	0	0
4.01.03	De Terceiros	0	69.437	0
4.01.03.01	Novos Financiamentos / Reneg. de Dívida	0	0	0
4.01.03.02	Aumento do Exigível a LP	0	69.437	0
4.01.03.03	Aumento das Obrigações Vinculadas	0	0	0
4.01.03.04	Redução do Realizável a LP	0	0	0
4.01.03.05	Outros	0	0	0
4.02	Aplicações	123.787	99.438	0
4.02.01	No Realizável a Longo Prazo	39.436	0	0
4.02.02	No Ativo Permanente	0	99.438	0
4.02.03	Redução do Exigível de Longo Prazo	0	0	0
4.02.04	Reversão de Res. de Capital	30.000	0	0
4.02.05	Dividendos Propostos	54.351	0	0
4.02.06	Transf. p/ o CP de Prov. p/ Contingencia	0	0	0
4.02.07	Das Op. Sociais	0	0	0
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	729	128	18
4.04	Variação do Ativo Circulante	55.119	3	(28)
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	131	128	156
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	55.250	131	128
4.05	Variação do Passivo Circulante	54.390	(125)	(46)
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	44	169	215

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/12/2005 a 31/12/2005	4 -01/12/2004 a 31/12/2004	5 -01/12/2003 a 31/12/2003
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	54.434	44	169

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/12/2005 A 31/12/2005 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	566.862	30.000	0	0	(315.758)	281.104
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	(246.321)	0	0	0	0	(246.321)
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	228.846	228.846
5.07	Destinações	0	0	30.000	174.495	(228.846)	(24.351)
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	11.442	(11.442)	0
5.07.02	Dividendos Propostos	0	0	0	0	(54.351)	(54.351)
5.07.03	Reserva de Lucros a Realizar	0	0	0	163.053	(163.053)	0
5.07.04	Rec. Ad. p/ Futuro Aumento de Cap.- AFAC	0	0	30.000	0	0	30.000
5.08	Outros	0	(30.000)	0	0	315.758	285.758
5.08.01	Resgate de Bônus de Subscrição	0	(30.000)	0	0	0	(30.000)
5.08.02	Absorção de Prej. c/ Créd. de Acionistas	0	0	0	0	69.437	69.437
5.08.03	Absorção de Prej. c/ Redução de Capital	0	0	0	0	246.321	246.321
5.09	Saldo Final	320.541	0	30.000	174.495	0	525.036

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	03.220.438/0001-73

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/12/2004 A 31/12/2004 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	566.862	0	0	0	(438.686)	128.176
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	30.000	0	0	0	30.000
5.03.01	Constituição de Reservas	0	30.000	0	0	0	30.000
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	122.928	122.928
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Dividendos Propostos	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Reserva de Lucros a Realizar	0	0	0	0	0	0
5.07.04	Recursos rec. p/ futuro aumento de Cap.	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.08.01	Resgate de Bônus de Subscrição	0	0	0	0	0	0
5.08.02	Absorção de Prej. c/ Créd. de Acionistas	0	0	0	0	0	0
5.08.03	Absorção de Prej. c/ Redução de Capital	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	566.862	30.000	0	0	(315.758)	281.104

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/12/2003 A 31/12/2003 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	566.862	0	0	0	(381.467)	185.395
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.03.01	Constituição de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	(57.219)	(57.219)
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	566.862	0	0	0	(438.686)	128.176

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2005	4 - 31/12/2004	5 - 31/12/2003
1	Ativo Total	1.558.061	1.145.361	1.118.759
1.01	Ativo Circulante	404.425	349.307	271.745
1.01.01	Disponibilidades	154.296	143.723	63.002
1.01.01.01	Disponibilidades e Aplicações Fin.	154.296	143.723	63.002
1.01.02	Créditos	159.162	145.663	164.671
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	185.597	203.785	218.065
1.01.02.02	(-) Provisão para Créditos de Liq. Duv.	(26.435)	(58.122)	(53.394)
1.01.03	Estoques	3.358	2.806	6.094
1.01.04	Outros	87.609	57.115	37.978
1.01.04.01	Impostos a Recuperar	19.692	16.334	6.837
1.01.04.02	Serviços Perdidos	3.855	5.213	4.618
1.01.04.03	Baixa Renda	9.167	7.657	16.464
1.01.04.04	Pagamentos Antecipados	22.500	14.618	10.059
1.01.04.05	Imposto de Renda e C.S. Diferidos	21.480	0	0
1.01.04.06	Depositos Judiciais	5.873	10.963	0
1.01.04.07	Dividendos a Receber da Controlada	0	0	0
1.01.04.08	Outros Créditos a Receber	5.042	2.330	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	277.749	42.486	38.892
1.02.01	Créditos Diversos	0	0	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	277.749	42.486	38.892
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	277.749	42.486	38.892
1.02.02.02.01	Consumidores e Revendedores	16.538	19.350	25.262
1.02.02.02.02	Impostos a Recuperar	17.337	5.853	7.568
1.02.02.02.03	Pagamentos Antecipados	2.676	15.243	4.898
1.02.02.02.04	Imposto de Renda e C.S. Diferidos	237.800	0	0
1.02.02.02.05	Outros	3.398	2.040	1.164
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	875.887	753.568	808.122
1.03.01	Investimentos	247.141	249.765	259.488
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	221	33	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	246.920	249.732	259.488
1.03.01.03.01	Ágio	246.920	249.732	259.488
1.03.02	Imobilizado	628.746	503.803	548.634
1.03.02.01	Imobilizado	817.508	645.775	631.341
1.03.02.02	(-) Obrig. Vinculadas à Conc. do Serviço	(188.762)	(141.972)	(82.707)
1.03.03	Diferido	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2005	4 - 31/12/2004	5 - 31/12/2003
2	Passivo Total	1.558.061	1.145.361	1.118.759
2.01	Passivo Circulante	350.009	189.757	562.772
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	25.521	31.887	301.455
2.01.01.01	Encargos das Dívidas	200	567	27.263
2.01.01.02	Empréstimos e Financiamentos	25.321	31.320	200.495
2.01.01.03	Empresa Controladora	0	0	73.697
2.01.02	Debêntures	6.263	6.785	34.475
2.01.03	Fornecedores	117.306	71.648	163.217
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	55.540	40.653	28.336
2.01.05	Dividendos a Pagar	84.037	0	0
2.01.06	Provisões	17.808	13.260	6.771
2.01.06.01	Provisão de Férias e Encargos	11.360	8.960	6.771
2.01.06.02	Provisão para Contingências	6.448	4.300	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	43.534	25.524	28.518
2.01.08.01	Folha de Pagamento	684	767	976
2.01.08.02	Taxa de Iluminação Pública	6.475	4.113	5.658
2.01.08.03	Encargos dos Consumidores	2.509	8.899	12.875
2.01.08.04	Outros	33.866	11.745	9.009
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	533.378	620.162	443.067
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	455.100	520.041	210.305
2.02.02	Debêntures	17.458	23.165	150.000
2.02.03	Provisões	58.506	71.529	57.341
2.02.03.01	Provisão para Contingências	47.487	61.362	48.549
2.02.03.02	Entidade de Previdência Privada	11.019	10.167	8.792
2.02.03.03	Passivo a Descoberto em Controlada	0	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.02.05	Outros	2.314	5.427	25.421
2.02.05.01	Ressarcimento Gerador - MAE	0	0	17.836
2.02.05.02	Tributos e Contribuições Sociais	2.314	5.427	7.585
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	149.638	54.338	0
2.05	Patrimônio Líquido	525.036	281.104	112.920
2.05.01	Capital Social Realizado	320.541	566.862	566.862
2.05.02	Reservas de Capital	0	30.000	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	204.495	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0	0
2.05.04.02	Estatutária	30.000	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2005	4 -31/12/2004	5 -31/12/2003
2.05.04.02.01	Reserva para futuro aumento de capital	30.000	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	174.495	0	0
2.05.04.07.01	Reservas de Lucro	174.495	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	(315.758)	(453.942)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/12/2005 a 31/12/2005	4 - 01/12/2004 a 31/12/2004	5 - 01/12/2003 a 31/12/2003
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	884.185	706.178	547.843
3.01.01	Fornecimento de Energia Elétrica	870.797	670.786	521.502
3.01.02	Suprimento de Energia Eletrica	1.031	1.634	2.629
3.01.03	Encargo de Capacidade Emergencial	1.399	20.719	15.546
3.01.04	Outras Receitas	10.958	13.039	8.166
3.02	Deduções da Receita Bruta	(218.741)	(180.053)	(125.256)
3.02.01	(-) ICMS sobre Venda de En. Elétrica	(125.964)	(96.740)	(73.571)
3.02.02	(-) COFINS	(58.392)	(45.863)	(16.722)
3.02.03	(-) PIS	(12.676)	(11.104)	(9.287)
3.02.04	(-) Cota para RGR	(10.894)	(10.006)	(12.805)
3.02.05	(-) ISS	(429)	(398)	(331)
3.02.06	(-) Encargo de Cap. Emerg.	(10.386)	(15.942)	(12.540)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	665.444	526.125	422.587
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(413.042)	(361.013)	(316.129)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada P/ Revenda	(215.030)	(172.853)	(149.531)
3.04.02	Enc. Uso do Sist. de Trans. e Dist.	(47.569)	(54.688)	(41.028)
3.04.03	Custo da Operação - Pessoal	(27.126)	(40.031)	(31.975)
3.04.04	Custo da Operação - Material	(3.512)	(4.772)	(6.337)
3.04.05	Custo da Operação - Serv. de Terceiros	(30.321)	(26.444)	(30.991)
3.04.06	Custo da Operação - Dep. e Amort.	(47.956)	(38.988)	(41.018)
3.04.07	Custo da Operação - CCC e CDE	(27.140)	(11.208)	(11.767)
3.04.08	Custo da Operação - Arr. e Alugueis	(537)	(692)	(627)
3.04.09	Custo da Operação - TFSEE	0	(510)	(555)
3.04.10	Custo da Operação - Outras	(11.484)	(958)	(2.300)
3.04.11	Custo dos Serv. a Terc - Pessoal	(306)	(577)	0
3.04.12	Custo dos Serv. a Terc - Material	(1.044)	(2.174)	0
3.04.13	Custo dos Serv. a Terc - Serv. Terceiros	(981)	(4.238)	0
3.04.14	Custo dos Serv. a Terc - Dep e Amort.	(2)	0	0
3.04.15	Custo dos Serv. a Terc - Arr. e Alugueis	(6)	0	0
3.04.16	Custo dos Serv. a Terc - Outras	(28)	(2.880)	0
3.05	Resultado Bruto	252.402	165.112	106.458
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(138.167)	(44.375)	(163.945)
3.06.01	Com Vendas	(48.922)	(32.384)	(25.391)
3.06.01.01	Despesas com Vendas	(48.922)	(32.384)	(25.391)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(64.783)	(87.744)	(30.138)
3.06.02.01	Perdas com Créditos Incobráveis	(16.955)	(27.405)	0
3.06.02.02	Despesas Administrativas	(31.431)	(34.685)	(23.499)
3.06.02.03	Honorários dos Administradores	(6.681)	(1.533)	(441)
3.06.02.04	Depreciação	(1.899)	(1.395)	(1.226)
3.06.02.05	Provisão (Reversão) de PDD e Conting.	(3.122)	(19.512)	2.317
3.06.02.06	Outras Despesas Operacionais	(4.695)	(3.214)	(7.289)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/12/2005 a 31/12/2005	4 -01/12/2004 a 31/12/2004	5 -01/12/2003 a 31/12/2003
3.06.03	Financeiras	(21.651)	(74.259)	(98.660)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	60.472	55.611	41.677
3.06.03.01.01	Rendas Financeiras	41.051	40.393	12.688
3.06.03.01.02	Acrescimo Moratório de Energia Vendida	19.421	15.218	28.989
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(82.123)	(129.870)	(140.337)
3.06.03.02.01	Encargos das Dívidas	(17)	(40.133)	(82.682)
3.06.03.02.02	Variações Monetárias e Cambiais	(1.930)	(35.717)	(18.062)
3.06.03.02.03	Juros dos Empréstimos e Financiamentos	(75.927)	(51.115)	(32.971)
3.06.03.02.04	Outras	(4.249)	(2.905)	(6.622)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(2.811)	150.012	(9.756)
3.06.06.01	Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.06.06.02	Amortização do Ágio	(2.811)	(9.756)	(9.756)
3.06.06.03	Ganho de Capital em Controlada	0	44.410	0
3.06.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	115.358	0
3.07	Resultado Operacional	114.235	120.737	(57.487)
3.08	Resultado Não Operacional	705	(1.670)	(5.250)
3.08.01	Receitas	871	5.036	611
3.08.01.01	Receitas não operacionais	871	5.036	611
3.08.02	Despesas	(166)	(6.706)	(5.861)
3.08.02.01	Despesas não operacionais	(166)	(6.706)	(5.861)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	114.940	119.067	(62.737)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(17.405)	0	0
3.10.01	Contribuição Social	(4.613)	0	0
3.10.02	Imposto de Renda	(12.792)	0	0
3.11	IR Diferido	259.280	0	0
3.11.01	IR/CSLL Diferidos	259.280	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(127.971)	3.861	5.518
3.12.01	Participações	(127.971)	3.861	5.518
3.12.01.01	Acionistas Não Controladores	(127.971)	3.861	5.518
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	228.844	122.928	(57.219)
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	566.861	566.861	566.861
	LUCRO POR AÇÃO	0,40370	0,21686	
	PREJUÍZO POR AÇÃO			(0,10094)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/12/2005 a 31/12/2005	4 - 01/12/2004 a 31/12/2004	5 - 01/12/2003 a 31/12/2003
4.01	Origens	287.736	1.006.779	52.012
4.01.01	Das Operações	161.415	95.283	0
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	228.846	122.928	(57.219)
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	(67.431)	(27.645)	57.219
4.01.01.02.01	Depreciação e Amortização	52.666	52.225	52.036
4.01.01.02.02	Valor Residual de Ativo Perm. Baixado	2.284	2.514	3.806
4.01.01.02.03	Prov. p/ perda no ativo imobilizado	(3.904)	4.438	0
4.01.01.02.04	Prov. p/ contingências	(1.875)	18.705	0
4.01.01.02.05	Juros e Var. Mon. e Cambial de LP	25.048	56.526	14.164
4.01.01.02.06	Reversão p/ Fundo de Pensão - CVM 371	852	1.576	(8.383)
4.01.01.02.07	Equivalência Patrimonial	0	0	0
4.01.01.02.08	IR e CS Diferidos - Longo Prazo	(237.801)	0	0
4.01.01.02.09	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0
4.01.01.02.10	Outras Receitas Operacionais	0	(115.358)	0
4.01.01.02.11	Ganho de Capital em Controlada	0	(44.410)	0
4.01.01.02.12	Part. de Acionistas Não Controladores	95.299	(3.861)	(5.518)
4.01.01.02.13	Dividendos Declarados em Controlada	0	0	0
4.01.01.02.14	Recursos Aplicados nas Op. Sociais	0	0	1.114
4.01.02	Dos Acionistas	69.437	332.661	0
4.01.02.01	Constituição de Reserva de Capital	0	30.000	0
4.01.02.02	Conv. de Empréstimos de LP em Res. Cap.	69.437	302.661	0
4.01.03	De Terceiros	56.884	578.835	52.012
4.01.03.01	Novos Financiamentos / Reneg. de Dívida	7.556	74.027	14.563
4.01.03.02	Aumento do Exigível a LP	0	385.245	19.965
4.01.03.03	Aumento das Obrigações Vinculadas	46.790	59.265	0
4.01.03.04	Redução do Realizável a LP	2.538	60.298	17.419
4.01.03.05	Outros	0	0	65
4.02	Aplicações	392.870	556.202	94.143
4.02.01	No Realizável a Longo Prazo	39.436	54.936	14.980
4.02.02	No Ativo Permanente	220.154	63.888	36.710
4.02.03	Redução do Exigível de Longo Prazo	36.929	437.378	41.339
4.02.04	Reversão de Res. de Capital	30.000	0	0
4.02.05	Dividendos Propostos	54.351	0	0
4.02.06	Transf. p/ o CP de Prov. p/ Contingencia	12.000	0	0
4.02.07	Das Op. Sociais	0	0	1.114
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(105.134)	450.577	(42.131)
4.04	Variação do Ativo Circulante	55.118	77.562	32.991
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	349.307	271.745	238.754
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	404.425	349.307	271.745
4.05	Variação do Passivo Circulante	160.252	(373.015)	75.122
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	189.757	562.772	487.650

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/12/2005 a 31/12/2005	4 -01/12/2004 a 31/12/2004	5 -01/12/2003 a 31/12/2003
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	350.009	189.757	562.772

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Brisk Participações S.A.

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2005 e 2004

Parecer dos auditores independentes

Ao
Conselho de Administração e Acionistas da
Brisk Participações S.A.
São Paulo - SP

1. Examinamos o balanço patrimonial da Brisk Participações S.A. e o balanço consolidado dessa Companhia e sua controlada, levantados em 31 de dezembro de 2005, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos, correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreendeu: (a) o planejamento do trabalho, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábeis e de controles internos da Companhia e sua controlada; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações financeiras divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas financeiras mais representativas adotadas pela Administração da Empresa e de sua controlada, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras mencionadas no primeiro parágrafo representam, adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Brisk Participações S.A. e a posição patrimonial e financeira consolidada dessa Companhia e sua controlada em 31 de dezembro de 2005, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos, correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 5c, as demonstrações financeiras consolidadas incluem R\$8.010 mil referentes a contas a receber de longo prazo decorrente de comercialização de energia elétrica pela controlada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE), registrado com base em valores fornecidos pela própria CCEE e instruções da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A realização desse montante depende da definição de processos judiciais movidos por empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado.

5. As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2004, apresentadas para fins comparativos, foram examinadas por outros auditores independentes que, sobre elas, emitiram parecer sem ressalvas, datado de 7 de fevereiro de 2006, com parágrafos de ênfase em relação ao assunto descrito no parágrafo anterior.

8 de fevereiro de 2006

KPMG Auditores Independentes
CRC-SP-14.428/O-6-F-RJ

Vânia Andrade de Souza
Contadora CRC 1RJ057.497/O-2-“S”-SP

**Brisk Participações S.A. e
Brisk Participações S.A. e
empresa controlada**

Demonstrações financeiras

**31 de dezembro de 2004 e de 2003 e parecer
dos auditores independentes**

Parecer dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
Brisk Participações S.A.

- 1 Examinamos os balanços patrimoniais da Brisk Participações S.A. e os balanços patrimoniais consolidados da Brisk Participações S.A. e empresa controlada 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 da Brisk Participações S.A. e as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado e das origens e aplicações de recursos dos exercícios findos nessas datas, elaboradas 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, que 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 das companhias, (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados e (c) a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
- 3 Somos de parecer que as referidas demonstrações financeiras apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Brisk Participações S.A. e da Brisk Participações S.A. e empresa controlada 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 da Brisk Participações S.A., bem como o resultado consolidado das operações e as origens e aplicações de recursos consolidadas desses exercícios, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Brisk Participações S.A.

- 4 Conforme mencionado na nota explicativa nº 5(c), as demonstrações financeiras consolidadas incluem saldo de contas a receber decorrente de energia elétrica comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE), no montante de R\$ 11.106 mil (2003 - R\$ 15.677 mil), registrados com base em valores fornecidos pela própria CCEE. A realização de parte desse montante aguarda definição de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativo a interpretação das regras do mercado em vigor. O saldo a receber relativo a tais operações em 31 de dezembro de 2005 monta a R\$ 8.010 mil.

São Paulo, 7 de fevereiro de 2006

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

Saete Garcia
Contadora CRC 1RJ048568/O-7 "S" SP

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

EQUATORIAL ENERGIA S.A.
Nova Denominação Social de BRISK PARTICIPAÇÕES S.A.
CNPJ 03.220.438/0001-73
NIRE 35.300.314.531

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

A BRISK Participações S.A. teve sua denominação social alterada para Equatorial Energia S.A em Assembléia Geral Extraordinária – AGE realizada em 02 de fevereiro de 2006.

A BRISK Participações S.A. (“COMPANHIA”) é uma holding de participações que tem por objetivo a participação em outras sociedades, sempre no setor de energia elétrica, prioritariamente em operações de distribuição de energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

A COMPANHIA atua com o objetivo de criar valor para os acionistas, por meio da expansão dos negócios nos segmentos de distribuição de energia elétrica, com a busca permanente de aumento da eficiência e rentabilidade de suas operações.

Para isso, a COMPANHIA definiu estratégias consistentes, com diretrizes de atuação amplamente disseminadas na organização, e desenvolveu modelos de planejamento e gestão apoiados em critérios de excelência. Dessa forma, assegura as condições necessárias para a criação de valor e o desenvolvimento dos negócios em ambiente de baixo risco para os acionistas e para os demais públicos da empresa. As estratégias que fundamentam o plano de negócios têm como eixo:

Potencial de Crescimento Significativo: Aproveitamento a experiência em fusões, aquisições e reestruturações financeiras de seus controladores, a Companhia acredita que as Distribuidoras de Energia das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste apresentam excelentes oportunidades de consolidação. Com isto a Companhia vislumbra a possibilidade de ampliação de ganhos provenientes de sinergias operacionais, e a possibilidade de atuar como consolidadora no mercado de energia elétrica nestas regiões.

Solidez Financeira: Em 31 de dezembro de 2005 a dívida líquida total da COMPANHIA era de aproximadamente de R\$ 350,0 milhões, com um prazo médio de 10 anos. O serviço da dívida possui cronograma diferenciado, segundo o qual parte dos juros anuais é paga e parte é capitalizada ao principal até 2009. Cerca de 90% da dívida é corrigida pelo IGP-M, o mesmo índice que atualmente corrige as tarifas da controlada CEMAR. Caso haja uma alteração do índice de correção das tarifas, está previsto nos contratos que o indexador do endividamento será alterado da mesma forma. A solidez financeira da Companhia é um fator diferencial para a continuidade do processo de investimento e crescimento futuro.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Administração profissional: Foco na busca permanente da redução de custos de operação e manutenção, com a implementação de melhores práticas de gestão operacional, na gestão eficiente dos ativos e investimentos, no aumento da produtividade e na qualidade dos serviços prestados aos consumidores.

Cultura e Modelo de Gestão Voltados para Resultados: A Companhia possui uma cultura corporativa voltada para resultados, com uma clara visão, sólidos valores e metas objetivas. Seu modelo de gestão tem com o objetivo proporcionar eficiência operacional e rentabilidade diferenciadas. Este modelo é baseado em um forte controle orçamentário, na disciplina financeira, na atração e retenção de profissionais qualificados, no estabelecimento de metas individuais, na atualização tecnológica e na remuneração variável para alinhamento de interesses entre os acionistas e os administradores.

Em 2005 a COMPANHIA apresentou um lucro de R\$288.846 (R\$122.928 em 2004). Baseada em seu o fluxo de caixa, que demonstra a falta de capacidade financeira para distribuição integral do resultado do exercício a título de dividendos, a Companhia optou por propor a destinação do resultado do exercício após as destinações legais aplicáveis, para uma conta de Reserva de Lucro – reserva especial.

Os auditores independentes não prestaram outros serviços, além dos serviços de auditoria externa, à COMPANHIA.

Segue abaixo o relatório de administração da controlada CEMAR:

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO – CEMAR 2005

A Administração da Companhia energética do Maranhão – CEMAR, em cumprimento as disposições legais e de acordo com a legislação societária vigente, apresenta a seguir o Relatório de Administração, as Demonstrações Financeiras com as respectivas notas explicativas e o parecer dos auditores independentes, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2005 e 2004.

SUMÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA

A Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, empresa que atua na distribuição e comercialização de energia elétrica em todo o estado do Maranhão, mediante concessão federal, apresenta os seus resultados do exercício findo em 31 de dezembro de 2005, tendo as suas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME.

Durante o ano de 2005, a CEMAR distribuiu 2.797 GWh, representando um crescimento de 7,8% em relação a 2004, onde foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes. Tal fato elevou a quantidade absoluta de consumidores para 1.254.399 – já considerados os desligamentos dos consumidores existentes; enquanto que em 2004, a base de consumidores era de 1.161.283, representando um aumento de 8,0% na comparação entre os períodos.

O ano de 2005 foi marcado especialmente por três eventos importantes, a saber: i) o processo de revisão tarifária, ii) o desenvolvimento efetivo do Programa Luz Para Todos, e iii) a implantação do novo sistema de gestão comercial.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

O processo de revisão tarifária, previsto nos contratos de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica, aconteceu em 2005 pela primeira vez no caso da CEMAR, e a sua realização está prevista para se repetir a cada quatro anos. Este processo tem como objetivo redefinir o nível das tarifas de fornecimento de energia elétrica, baseando-se em custos operacionais eficientes e na adequada remuneração sobre os investimentos realizados de forma eficiente e prudente pelas empresas. Como resultado deste processo, a CEMAR obteve um reajuste médio para as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica de 10,96%.

O segundo evento, foi o avanço do Programa Luz para Todos na área de concessão da CEMAR. Este Programa é uma iniciativa do Governo Federal em parceria com os Governos Estaduais e as distribuidoras de energia do país, cujo objetivo é promover a universalização da eletrificação na zona rural brasileira, cuja previsão de estar totalmente energizada ocorrerá até o final do ano de 2008.

Por último, ocorreu a finalização do processo de implantação do novo Sistema Comercial concebido com as melhores práticas do setor de energia elétrica, altamente flexível e parametrizável, que permite todo o gerenciamento do cadastro, atendimento, serviços, medição, faturamento, arrecadação, contabilização e cobrança.

Simultaneamente, a Companhia retomou a sua capacidade de investimento na expansão e na modernização da sua rede de distribuição de energia elétrica, com um amplo plano de investimento centrado na busca de ganhos de eficiência. Em 2005, foram realizados investimentos necessários para o cumprimento das obrigações previstas em nossos contratos de concessão no montante total de R\$232,4 milhões.

Em 2005, apresentamos uma receita operacional bruta de R\$884.185 mil correspondendo a uma receita operacional líquida de R\$665.444 mil, um EBITDA de R\$188.578 mil (EBITDA Ajustado de R\$204.507 mil) e um lucro líquido de R\$359.651 mil.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

ASPECTOS MACROECONÔMICOS

O consumo de energia elétrica está altamente correlacionado com o crescimento do PIB. Nesse contexto, o fator mais relevante para a CEMAR é o consumo de energia elétrica da economia região Nordeste do Brasil.

De acordo com os dados encerrados para o período acumulado doze meses até novembro de 2005, observamos que o consumo na região Nordeste obteve um crescimento de 5,4%, sendo este superior ao crescimento nacional de 4,6% mesmo período.

A escolha do Governo Federal em manter a política econômica do governo anterior, enfatizando ainda mais a responsabilidade fiscal e a austeridade monetária, criou um ambiente propício para redução dos índices de inflação. Abaixo listamos as principais variáveis que descrevem o comportamento da economia no ano de 2005:

- 2,2% de crescimento nominal do PIB;
- Taxa de câmbio de R\$2,44 em 31 de dezembro de 2005;
- Saldo da balança comercial em US\$ 44,7 bilhões acumulado em 2005;
- Superávit fiscal primário (exclui o pagamento de juros) 4,84% do PIB;
- Taxa de Juros de longo Prazo – TJLP de 9,75% em 31 de dezembro de 2005; e
- 1,2% de inflação medida pelo IGP-M e 5,7% de inflação medida pelo IPC-A acumulado em 2005.

O ano de 2005 não observou um crescimento expressivo da inflação como o de 2004, em que o crescimento foi de 4,9%, em parte pelas altas taxas de juros e pela crise política que paralisou diversos projetos de investimento do governo e as reformas institucionais em tramitação no Congresso Nacional.

A inflação medida pelo IPCA/IBGE foi reduzida para 5,7% e o IGP-M/FGV para 1,2%, um dos menores índices de inflação já observados na história do país, fruto da política monetária baseada na manutenção de juros reais elevados do BACEN e meta de superávit fiscal primário elevado.

Em 2005, também foi verificado o recorde histórico na balança comercial brasileira no montante de US\$44,7 bilhões.

A tabela a seguir mostra os dados do crescimento real do PIB, inflação, taxa de juros e taxa de câmbio para os anos indicados:

Indicadores Econômicos Selecionados (%) ¹				
	2005	2004	2003	2002
Var. % - PIB	2,20	4,94	0,54	1,93
Inflação (IPCA) ²	5,70	7,60	9,30	12,50
Inflação (IGP-M) ³	1,21	12,40	8,70	25,30
Taxa TJLP ⁴	9,75	9,75	11,00	10,00
Taxa do CDI ⁵	19,10	16,40	23,30	19,20
Taxa de Câmbio	2,44	2,93	3,07	2,93

¹ Fontes: Fundação Getulio Vargas, BACEN.

² Índice de Preços ao Consumidor Ampliado, apurado pelo IBGE.

³ Índice Geral de Preços - Mercado, divulgado pela Fundação Getulio Vargas.

⁴ Representa a taxa de juros aplicada pelo BNDES para financiamento de longo prazo (fim do período).

⁵ Taxa de CDI - Representa a média das taxas interbancárias de um dia no Brasil (acumulada por períodos mensais, anualizada).

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

ASPECTOS REGULATÓRIOS

Em 22 de agosto de 2005, encerrou-se o processo de revisão tarifária, com a divulgação pela ANEEL do novo reposicionamento tarifário da Companhia. Como resultado deste processo, a CEMAR obteve um reajuste médio para as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica de 15,95%.

Entretanto, a ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 196, de 22 de agosto de 2005, autorizou, apenas o repasse de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, tais como repasse da CVA de energia, PIS/COFINS e Campanhas de Medidas e Reavaliação de Ativos. O recebimento pela CEMAR da diferença do índice, foi diferido em três parcelas que serão recebidas nos anos de 2006, 2007 e 2008.

Apresentamos abaixo a tabela com a evolução das tarifas dos clientes cativos da CEMAR no período em referência e o reflexo destas variações nos resultados da CEMAR, levando-se em consideração os reajustes tarifários efetivamente pagos por nossos consumidores, baseado nos Reajustes Anuais e na Revisão Tarifária Periódica determinadas pela ANEEL.

	2005	2004	2003
Ocorrência na Data	Revisão Tarifária	Reajuste Anual	Reajuste Anual
Aumento Verificado ⁶	10,96% ⁷	19,73% ⁸	27,39 ⁹
Fator X ¹⁰	1,1829%	N/A	N/A
Realinhamento Aplicado no Ano	sim	sim	Sim
Situação Última Revisão	Definitiva	N/A	N/A

⁶ Reflete a Revisão Tarifária total homologada pela ANEEL de 15,95%, cujo reposicionamento tarifário será implementado em duas etapas: (i) a primeira, correspondente ao percentual de 7,16%, foi repassada para a tarifa em 2005 e (ii) a diferença será repassada para a tarifa ao longo dos próximos 3 anos, gerando a Receita Tarifária Diferida – RTD.

⁷ O valor total da Revisão Tarifária para 2005 é de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, tais como repasse da CVA de energia, PIS/COFINS e campanhas de medidas e reavaliação de ativos.

⁸ O Reajuste anual em 2004 de 19,73%, reflete o IRT – Índice de reajuste Tarifário contratual de 16,47%, o percentual de 0,068% referente aos custos de implantação do PERCEE e o complexo de 3,184% referentes aos valores de CVA de anos anteriores.

⁹ O Reajuste anual em 2003 de 27,39%, reflete o IRT contratual de 26,78%, o percentual de 0,61% referente aos custos de implantação do PERCEE.

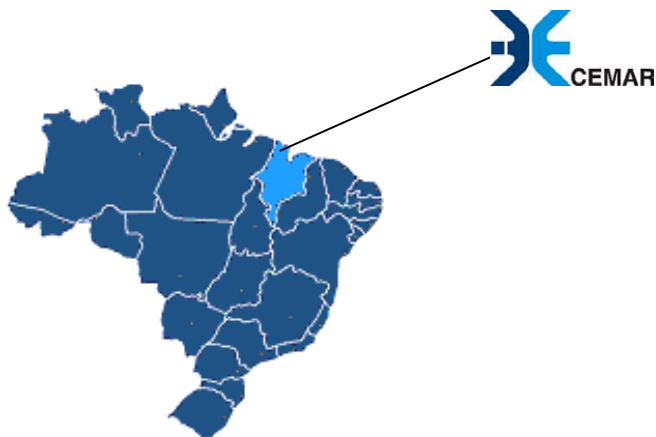
¹⁰ O Fator X é composto pelos seguintes fatores: Xa, que reflete a diferença entre os índices de inflação IPC-A e o IGP-M nos custos totais de pessoal da CEMAR, o Xc que reflete o índice de satisfação do cliente conforme pesquisa da ANEEL e o Xe que reflete os ganhos de produtividade da concessionária. O fator Xe foi estabelecido em 1,1829% pela Nota Técnica da ANEEL nº 275/2005 de 5 de setembro de 2005. Os fatores Xa e Xc serão definidos nos reajustes anuais após a revisão tarifária.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

MERCADO DE ENERGIA



Municípios atendidos	217
Habitantes (milhões)	5,6
Clientes (mil)	1.254
Área de Concessão (Km ² mil)	333
Colaboradores	1.292

Mercado de Energia Elétrica no Maranhão

A CEMAR tem sua atuação no Estado do Maranhão, com uma área de abrangência de 333.366 km², correspondendo a 3,91% do território nacional, e com uma população estimada em 5,6 milhões de habitantes. A Empresa, no final de 2005, atingiu aproximadamente a 1.254.392 consumidores cativos, distribuídos por 217 municípios.

Com base na tabela abaixo, a CEMAR é a 2ª maior distribuidora do Nordeste em extensão da área de concessão, estando entre as 3 maiores empresas do Estado do Maranhão.

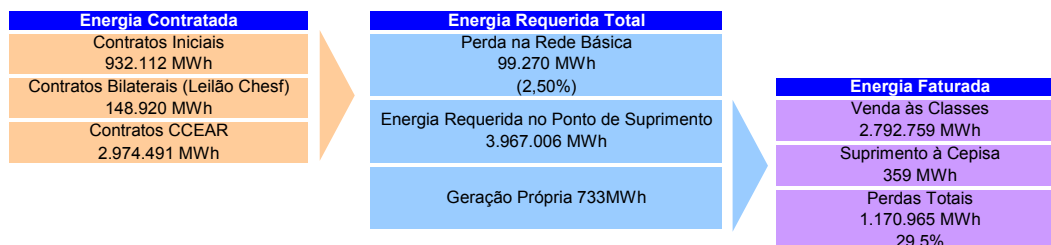
Distribuidora	Estado	Nº de Municípios	Nº Clientes (Dez/04)	Posição Clientes	Consumo (GWh 2004)	Posição Consumo	Área de Concessão	Posição Área
COELBA	BA	415	3.488.492	1	9.720	1	563.374	1
CEMAR	MA	217	1.161.283	4	2.570	5	333.366	2
CEPISA	PI	223	695.564	7	1.496	9	252.379	3
COELCE	CE	184	2.230.270	3	6.145	3	146.348	4
CELPE	PE	186	2.362.299	2	7.385	2	102.745	5
SAELPA	PB	216	863.792	5	2.294	6	55.055	6
COSERN	RN	167	816.698	6	3.079	4	53.307	7
CEAL	AL	102	657.908	8	1.963	7	27.933	8
ENERGIPE	SE	63	451.833	9	1.633	8	17.465	9
SULGIPE	SE	14	89.141	11	194	11	6.324	10
BORBOREMA	PB	6	135.333	10	544	10	1.984	11
NORDESTE			12.952.613		37.023		1.560.280	

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

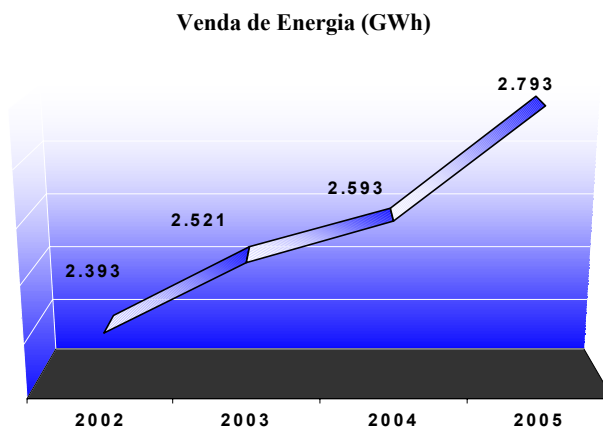
10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No quadro a seguir demonstramos o Balanço Energético da CEMAR no exercício de 2005:



Venda de Energia

Nos últimos 5 anos, a energia faturada pela Companhia tem crescido a taxas consistentes. Em 2005, o consumo de energia foi equivalente a 2.792.759 MWh, com um crescimento de 7,7% em relação a 2004.



A tabela abaixo demonstra a evolução das vendas de energia por classe de consumo nos períodos de 2005 e 2004.

Evolução das Vendas de Energia			
<i>Por classe de consumo (GWh)</i>	2005	2004	%
Residencial	1.127,2	1.045,8	7,8
Industrial	441,7	424,3	4,1
Comercial	552,4	505,8	9,2
Rural	108,0	92,9	16,3
Poder Público	188,4	170,0	10,8
Iluminação Pública	179,7	167,2	7,5
Serviço Público	190,3	182,1	4,5
Consumo Próprio	5,0	5,2	-3,7

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Total	2.793	2.593	7,7
-------	-------	-------	-----

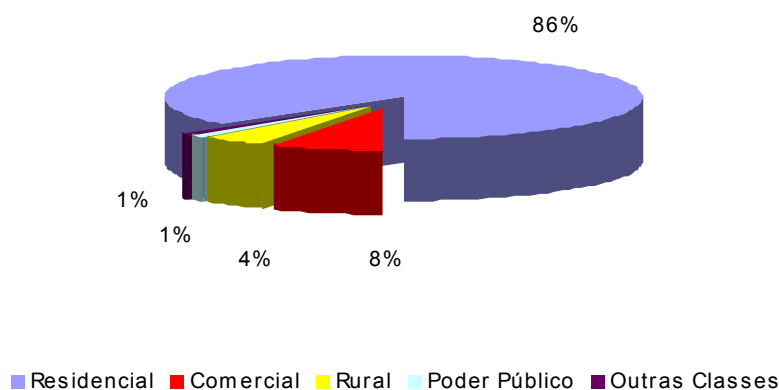
99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

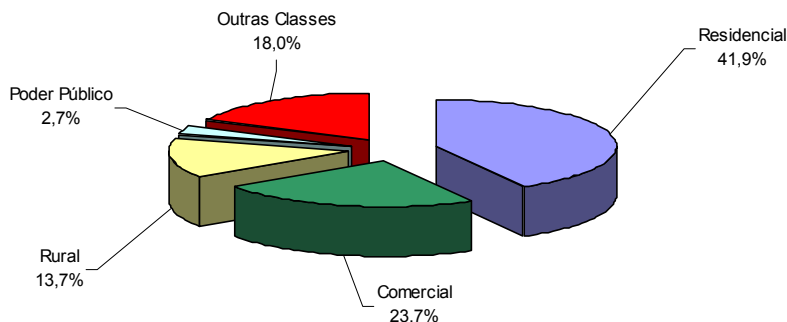
Durante o ano de 2005, foram incorporadas 93.116 novas unidades consumidoras à base total de clientes da Companhia, elevando a quantidade absoluta de consumidores de 1.161.283 no final de 2004 para 1.254.399 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 – já considerados os desligamentos dos consumidores existentes – o que representou um aumento de 8,0%.

Participação dos Clientes por Classe (%)



Em 2005, a composição de nossa receita de fornecimento às classes de consumo foi a seguinte: 41,9% provenientes de consumidores residenciais, 23,7% provenientes de consumidores comerciais, 13,7% provenientes de consumidores industriais, 2,7% provenientes de consumidores rurais e 18,0% provenientes de outros consumidores.

Composição das Vendas de Energia (%)



Na classe residencial, o consumo médio em 2005 foi de 86,9 kWh/mês, permanecendo em um patamar equivalente aos 86,7 kWh/mês auferidos em 2004.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

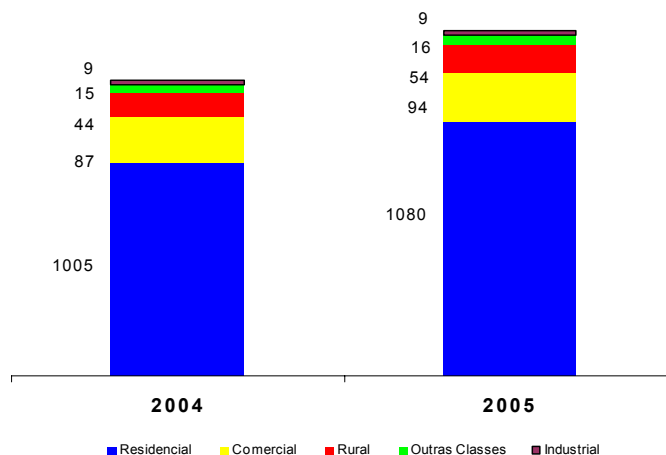
10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Evolução do Número de Clientes (mil)



O número total de consumidores da classe de baixa renda em 2005 foi de 730.007 versus 716.193 consumidores em 2004, representando um incremento de 1,9% na comparação entre os períodos. A participação desta classe de consumidores, que apresentam um consumo médio mensal de energia de 56,2 KWh, atingiu a marca de 67,6% do total dos consumidores da classe residencial e 58,1% do número total dos consumidores da CEMAR.

Compra de Energia

No ano de 2005, a energia comprada pela CEMAR correspondeu a um volume total de 4.056 GWh. Dentro deste valor, o montante de 73,3% foi contratado através dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR's), 22,9% através dos contratos iniciais com a Eletronorte e a CEPISA, e o restante de 3,8%, foi contratado da CHESF por intermédio dos leilões de compra e venda de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com as regras do Novo Modelo do Setor Elétrico, a CEMAR adquiriu energia para o ano de 2005, através dos Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, de 12 geradoras do país através do Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes (Mega Leilão), realizado em 07 de dezembro de 2004.

Durante o ano de 2005, foram realizadas a redução e a compensação dos montantes dos contratos do CCEAR's, através da aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSDD, onde as distribuidoras com sobras contratuais de energia puderam repassar para as distribuidoras com déficit de energia os seus contratos.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, durante o ano de 2005 realizou leilões de venda de “Energia Velha” em abril de 2005, e em dezembro de 2005 ocorreu o primeiro leilão de energia dos Novos Empreendimentos com contratos de compra de energia elétrica distintos, cobrindo o período de 2005 a 2015. Adicionalmente, foram assinados contratos de compra de energia nova com início em 2008, 2009 e 2010, abrangendo períodos de 15 a 30 anos.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Atendimento aos Clientes

A CEMAR, em 2005, centralizou o atendimento aos Clientes Corporativos, reunindo todas as informações de relacionamento em uma única base e criou um Contact Center, com acesso através de 0800, fax e e-mail, visando melhorar o relacionamento com esses clientes e proporcionar um nível de serviço personalizado e eficaz.

Através dessa base de dados, a Companhia criou novos produtos e serviços que agregam valores para as empresas, tais como: a Energia Mega Flex, que incrementou o faturamento da empresa em aproximadamente R\$400 mil reais no ano; a emissão de fatura eletrônica por e-mail e; os “diagnósticos energéticos” baseados na adequação de tarifa e de demanda, verificação de adequação da capacidade instalada comparada à utilização dos equipamentos e as dicas de efficientização energética.

Em 2005, o atendimento via Call Center foi ampliado para todo o Estado do Maranhão, cobrindo os 217 Municípios. Através do volume das mais de 1.600.000 chamadas atendidas durante o ano de 2005, percebe-se a consolidação como o principal canal de acesso dos clientes à Companhia.

Buscando ampliar a capilaridade e melhorar a qualidade do atendimento, a CEMAR, implantou uma nova forma de atendimento aos clientes com modernos postos de atendimento em áreas estratégicas da Grande São Luís. Adicionalmente, a Companhia lançou a campanha, “é a Cemar mais perto de você”, que foi veiculada nos meios de comunicação do Estado, e contou com diversas ações para trazer maior agilidade e comodidade no atendimento.

Dentre as ações desenvolvidas, podemos destacar: atualização cadastral, alteração de data de vencimento e emissão de segunda via das contas, consulta e parcelamento de débito, pedidos de ligação nova e provisória, pedidos de religação, informações sobre segurança e a ampliação dos serviços oferecidos através do site da CEMAR como a emissão da segunda via e o extrato de débito, entre outras possibilidades.

Recuperação de Energia

A Companhia encerrou o exercício de 2005, com uma perda global anual de 29,5%. A redução obtida neste período foi de 0,4 ponto percentual, invertendo assim a tendência ascendente registrada nos exercícios de 2003 e 2004.

Este resultado está relacionado a retomada do processo dos investimentos conjugado com a melhor qualificação dos equipamentos de medição, principalmente para os maiores clientes de alta tensão e a estruturação do processo organizacional para o combate às perdas, baseado na centralização das atividades de recuperação de energia em uma única gerência.

Além da continuidade dos pontos mencionados acima, novos projetos fazem parte do planejamento para 2006, tais como: a medição dos principais alimentadores, a qualificação da medição dos maiores clientes da Companhia, incluindo novas tecnologias de tele-medição, e a contratação de novas equipes de recuperação de energia para o processo de fiscalização em campo.

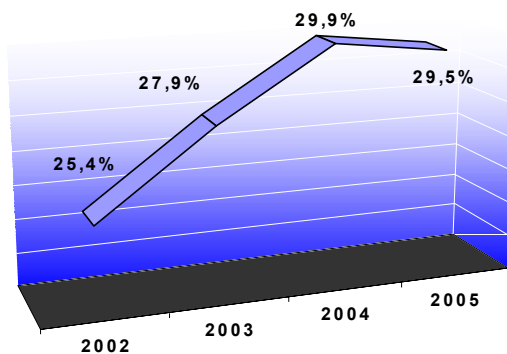
As perdas de energia são inerentes à operação de qualquer sistema elétrico, e devem ser contidas em níveis adequados, que resultem em um equilíbrio entre investimentos e custo anual das perdas.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Evolução Anual das Perdas (%)



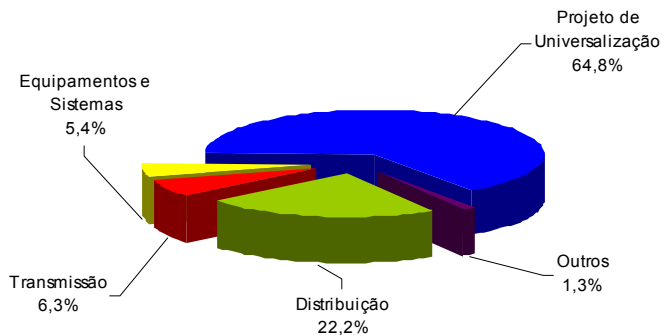
ASPECTOS OPERACIONAIS

Investimentos e Expansão

A CEMAR tem investido de forma planejada e estratégica na recuperação da rede elétrica do Maranhão. Em 2005, o investimento em ativos permanentes da Companhia, incluindo o Programa Luz para Todos, foi de R\$232.360 mil, contra um investimento de R\$45.557 mil em 2004, representando um crescimento de 410,0%, onde tais investimentos foram voltados para a modernização, ampliação e melhoria de todo o sistema elétrico do estado do Maranhão.

Em 2005, foram investidos R\$51.561 mil na manutenção do sistema de distribuição, R\$14.751 mil na expansão, R\$12.454 mil na modernização de equipamentos e sistemas, R\$150.614 mil no programa de universalização e R\$2.980 mil em outras áreas.

Investimento por Atividade (%)



Entre as principais ações realizadas ao longo de 2005, destacam-se as obras de recondução e construção de alimentadores, instalação de banco de capacitores e de reguladores de tensão, construção de bay's de saída em

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

subestações, ampliação das subestações, expansão da rede de distribuição, implantação do sistema de gestão-referenciada e cadastramento da rede – GEOREDE. Como perspectiva de médio prazo, estão previstos para 2006 investimentos para automação da rede elétrica, construção de novas subestações, linhas de transmissão e do anel de suprimento para São Luís.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

A aquisição de equipamentos, as obras de manutenção e expansão da rede elétrica e ações preventivas, trouxeram melhorias na qualidade da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, desenvolvidos sob a forma de:

- Construção de alimentadores para flexibilização do sistema;
- Substituição de condutores e renivelamento da rede;
- Regularização do padrão dos transformadores;
- Regularização da proteção das redes de alta, média e baixa tensão; e
- Eliminação de gambiarras.

Investimento em Subtransmissão		
Período	Linhas de Subtransmissão (Km)	Subestações (MVA)
2002	0	3
2003	0	18,75
2004	0	33,75
2005	90	85,25
Total	90	140,75

Em São Luís especificamente, foi implantado um novo padrão na rede da orla marítima, composta por materiais mais modernos e resistentes, incluindo a troca dos isoladores convencionais e cabos condutores de alumínio por componentes mais resistentes às intempéries tais como: sal, ventos e chuvas.

Além disso, a CEMAR instalou novos transformadores para aumentar a potência do local e atender às novas demandas dos consumidores, intensificou a manutenção preventiva regular na área da Avenida Litorânea e dos bairros adjacentes, áreas mais atingidas pelo salitre, e realizou com um maior planejamento a lavagem da rede elétrica para diminuir os prejuízos causados a mesma.

Tudo isso teve efeito concreto e imediato, garantindo um fornecimento de maior qualidade e confiabilidade na área, que além de ser um ponto turístico importante da capital, conta com uma série de empreendimentos comerciais que precisam do fornecimento confiável de energia elétrica, representado por hotéis, bares, restaurantes, pousadas, lanchonetes e sorveterias.

Dentro da política de investimentos para modernização do seu parque elétrico, a CEMAR realizou importantes obras de reformas e ampliações de subestações em todo o Estado, conforme descrito na tabela a seguir:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

SUBESTAÇÃO	OBRA	INÍCIO	CONCLUSÃO
Açailândia	Reforma Estrutural do Pátio de 69 kV.	Jan/05	Abr/05
Encruzo	34,5/13,8KV - Ampliação 3,25 MVA	Abr/05	Abr/05
Turú	Ampliação para 2X25MVA e 02 Bays de 13,8 kV.	Jan/05	Mai/05
Itaqui	Instalação de novos cubículos de 13,8 kV.	Abr/05	Mai/05
São Domingos	01 Bay de 13,8 kV para Fortuna	Jun/05	Jul/05
Buriticupú	69 /13,8KV - Ampliação 12,5 MVA	Jun/05	Jul/05
Santa Inês, Bacabal, Três Marias, Nova Olinda, Coelho Neto, Sítio Novo, Fortaleza dos Nogueiras e Açailândia	Instalação de relés com a função localizador de falta de energia.	Fev/05	Jul/05
Imperatriz	Instalação de Bancos Capacitores 1X2,4MVAr	Jul/05	Ago/05
Balsas	Ampliação para 01X6,25 MVA + 01X 10/12,5 MVA	Abr/05	Ago/05
Godofredo Viana	Banco Capacitor 01X 0,6 MVA e Bay de 13,8 kV	Jul/05	Set/05
Três Marias	Instalação de Bancos Capacitores 1X2,4MVAr	Jul/05	Set/05
Sítio Novo	01 Bay de 13,8 kV e 34,5 kV	Ago/05	Out/05
São Mateus	69/13,8 KV - Ampliação 2X5/6,25 MVA	Ago/05	Out/05
São Bernardo	01 Bay 34,5 KV para Barro Duro	Ago/05	Nov/05
Barro Duro	Construção nova Subestação 2X3,25 MVA	Jun/05	Nov/05
Três Marias	69 /13,8KV - Ampliação 7,5/10MVA	Set/05	Dez/05

As obras mencionadas acima, garantiram uma maior confiabilidade do sistema e permitiram o aumento da carga disponibilizada, bem como ampliaram a possibilidade de atendimento aos novos clientes no sistema de distribuição de energia elétrica, inclusive para os clientes ligados através do Programa Luz para Todos.

Universalização – Programa Luz Para Todos (PLPT)

Municípios contemplados	116
Pessoas beneficiadas (mil)	200
Domicílios ligados (mil)	40
Obras concluídas	450
Obras em andamento	71

Através do Programa Luz para Todos, a Companhia já eletrificou mais de 40 mil novas unidades consumidoras em 116 municípios maranhenses, beneficiando mais de 200 mil pessoas. A CEMAR tem realizado com êxito todas as obras definidas no programa, as quais são determinadas pelo Comitê Gestor Estadual do Programa¹¹. Enquanto a empresa atua como agente executor das obras, o Comitê tem, dentre outras atribuições, a responsabilidade de definir a relação dos

¹¹ O Comitê Gestor do PLPT é presidido pelo Ministério das Minas e Energia – MME, representado pela ELETRONORTE, e composto pelo Governo Estadual, Federação dos Municípios do Estado do Maranhão (FAMEM), INCRA, Conselho Estadual de Segurança Alimentar e Nutricional (CONSEA), CEMAR, e a Federação dos Trabalhadores da Agricultura no Maranhão. O Comitê Gestor é responsável por todas as deliberações do programa, incluindo a relação de municípios beneficiados com o projeto, não cabendo esta decisão à CEMAR.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

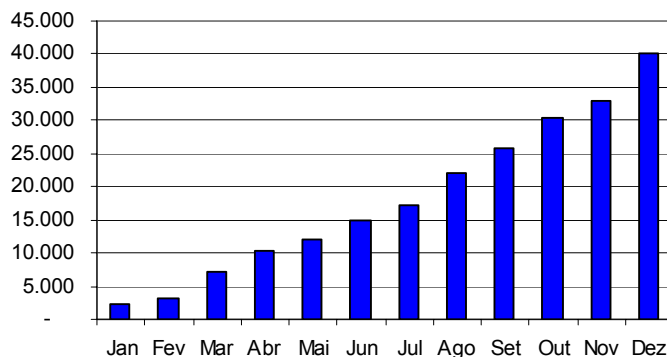
municípios contemplados, baseando-se em critérios estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia. Além de ser a responsável pelas obras de eletrificação do projeto, a Companhia também contribui efetivamente com 15% dos recursos financeiros próprios para viabilizar a execução do programa no Maranhão.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Evolução do Número de Ligações



Para conhecer o andamento do Programa, o Ministro de Minas e Energia Silas Rondeau esteve em São Luís, em visita à sede da CEMAR. Na oportunidade, o Ministro elogiou o desempenho da CEMAR e falou da importância do Programa para o desenvolvimento do estado do Maranhão e do Brasil – *“O Luz para Todos é o maior programa de melhoria social do Governo Lula e fiquei satisfeito com os resultados apresentados pela CEMAR sobre o andamento das obras do Programa e o seu alcance nos municípios maranhenses.”*

Além do ministro, esteve também em São Luís o Diretor Nacional do Programa Luz para Todos, Raimundo Santana Lobato, que destacou o seguinte: *“o formato pioneiro adotado pela CEMAR no Maranhão, que prestigia e capacita a mão-de-obra das comunidades locais na execução das obras do Programa Luz para Todos, através de parceria com entidades como o CEFET, gerando trabalho e renda, está sendo inclusive modelo para outros Estados, a exemplo do Piauí”.*

Dando continuidade ao programa, a CEMAR tem como meta ultrapassar a barreira dos 100.000 consumidores conectados e mais de 500.000 beneficiados até o final de 2006. Até 2008, serão investidos aproximadamente R\$1 bilhão, beneficiando mais de um milhão de maranhenses.

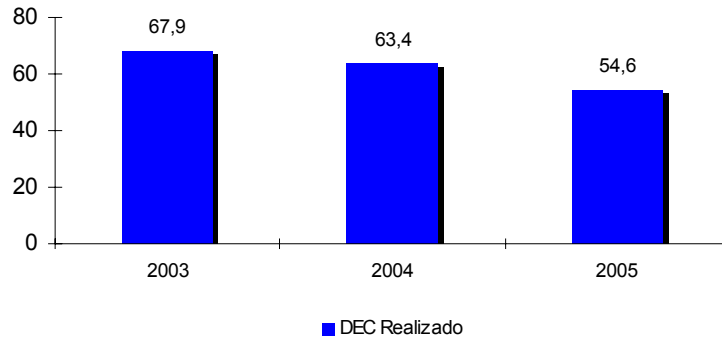
Indicadores de Qualidade

Com o intuito de mensurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, a ANEEL instituiu dois indicadores para avaliar as condições da prestação de serviço das concessionárias, quais sejam: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Fornecedor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor).

No caso da CEMAR, em 2005, os dois indicadores apresentaram melhora em comparação ao ano passado, demonstrando a queda do número de interrupções no fornecimento, tanto em termos de duração quanto de frequência.

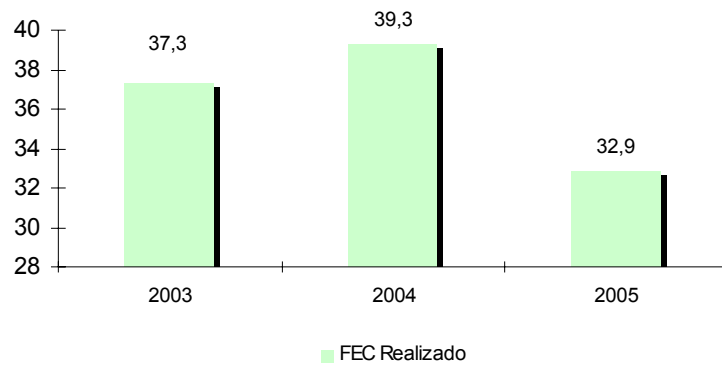
Em 2005, o DEC registrado pela Companhia foi de 54,6 horas, apresentando uma diminuição de 14,0% em relação ao ano de 2004, que foi de 63,4 horas.

DEC (Realizado CEMAR x limite ANEEL)



Da mesma forma, o FEC também apresentou uma melhora, evoluindo de 39,3 interrupções em 2004 para 32,9 em 2005, uma diminuição de 16,4%. Ambos indicadores estão melhores que as metas estabelecidas pela ANEEL.

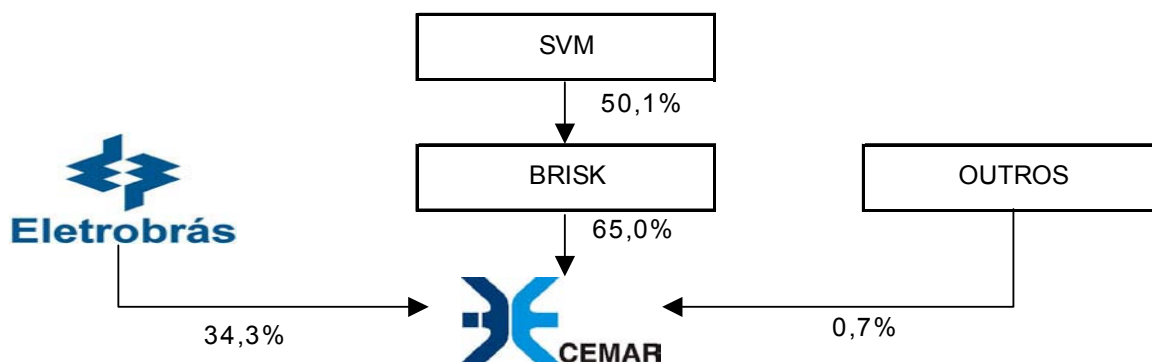
FEC (Realizado CEMAR x limite ANEEL)



Acreditamos que essa evolução dos índices de qualidade em 2005 pode ser atribuída ao aumento no processo de automação, além de outras medidas de gestão, tais como investimentos no sistema de transmissão e distribuição (construção e automação de novas linhas e subestações), implantação de novos sistemas de gerenciamento informatizados e investimentos na manutenção corretiva do sistema.

ASPECTOS SOCIETÁRIOS

A CEMAR, Companhia Energética do Maranhão S. A., é controlada pela Brisk Participações S. A. (65,0% do capital social) e pela Eletrobrás (34,3%), além de outros acionistas minoritários (0,7%).

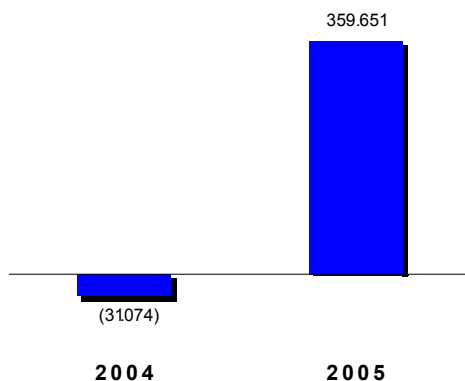


ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho alcançado pela CEMAR em 2005 foi fruto da implementação do modelo de gestão, focado na eficiência operacional, ênfase na meritocracia, e na disciplina de redução dos gastos, alcançando o lucro de R\$359.651 mil, com reversão do prejuízo do exercício anterior de R\$31.074 mil.

Além disso, outros fatores contribuíram para esse desempenho, como o crescimento de 7,7% na venda de energia às classes de consumo e no processo da revisão tarifária, que proporcionou um aumento médio na tarifa de 10,96%.

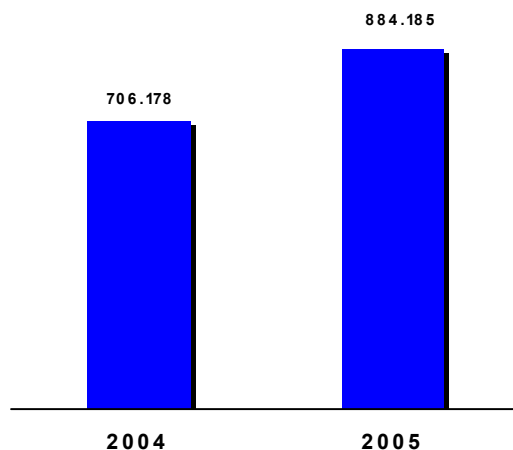
Lucro Líquido (R\$ mil)



Receita Bruta

A receita operacional bruta da Companhia em 2005 foi de R\$884.185 mil, representando um aumento de 25,2% quando comparado com a receita operacional bruta verificada em 2004, que foi de R\$706.178 mil. Do aumento de R\$178.007 mil nas receitas operacionais brutas, R\$200.011 mil ocorreram no fornecimento de energia elétrica adicional, o que mais que compensou as reduções de R\$603 mil em suprimento de energia elétrica, R\$19.320 mil nos encargos da capacidade emergencial e R\$2.081 mil milhões em outras receitas.

Este aumento reflete os reajustes tarifários ocorridos no período, que elevaram o preço médio de energia distribuída em 17,1% além do aumento de 7,7% da quantidade de energia fornecida aos nossos clientes.



Dentre os fatores determinantes para a elevação da receita no exercício de 2005, destacam-se:

- A finalização do processo de revisão tarifária, cuja base regulatória definitiva foi aprovada pela ANEEL em 22 de agosto de 2005.
- Crescimento das classes de consumo, notadamente Rural, Poder Público e Comercial, em 16,3%, 10,8% e 9,2% respectivamente.
- Crescimento da base de clientes da Companhia em 8,0%, o que resultou numa elevação da demanda de energia na área de concessão de 7,7%.

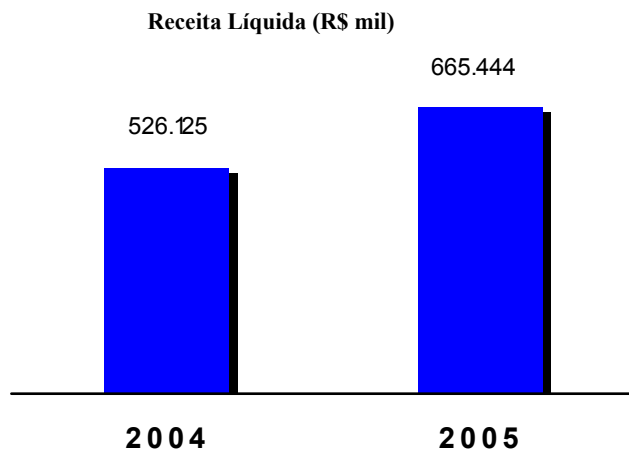
Deduções da Receita Operacional Bruta

Em 2005, as deduções da receita operacional bruta cresceram 21,5%, de R\$180.053 mil em 2004 para R\$218.741 mil.

Entre os fatores que influenciaram este aumento tivemos: (i) o aumento dos valores pagos de impostos (ICMS, PIS e COFINS) devido à elevação da receita bruta mencionada no tópico anterior; e (ii) o impacto inicial da cobrança do ICMS sobre a parcela da subvenção da classe de Baixa Renda (alíquota de 12%) cuja cobrança iniciou-se a partir de novembro de 2004. Tal impacto foi parcialmente compensado pela redução de 35% do repasse do Encargo de Capacidade Emergencial - ECE, resultando numa atenuação do aumento na conta de deduções sobre a receita operacional da Companhia.

Receita Líquida

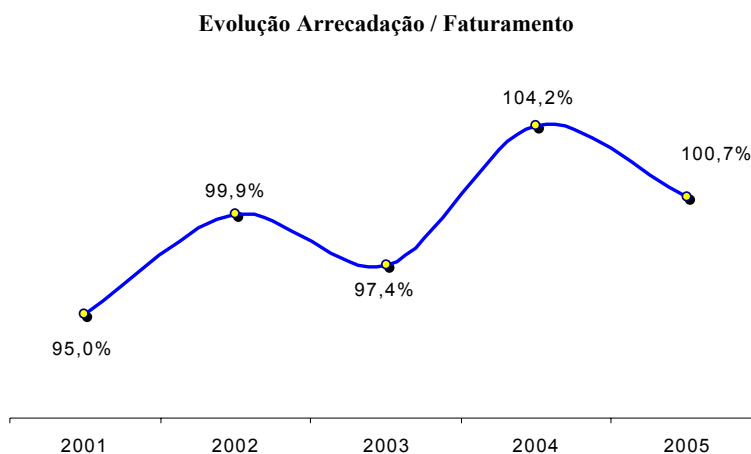
Em 2005, a Receita Líquida alcançou R\$665.444 mil, o que representa um crescimento de 26,5% em relação a 2004 que foi de R\$526.125 mil. Os principais fatores que influenciaram este aumento foram o aumento da receita bruta em 25,2% e a redução do ECE, já mencionados nos itens anteriores.



Arrecadação

Ao longo do ano de 2005, a arrecadação da Companhia alcançou 100,7% do faturamento. Apesar do percentual ter sido inferior ao de 2004, 104,2%, várias ações possibilitaram que o resultado continuasse expressivo, tais como:

- Criação da carteira de recuperação de crédito, com foco nos maiores devedores;
- Ação de negativação de clientes devedores, através da criação de estrutura para reforço na arrecadação (SPC/SERASA);
- Acompanhamento diário da carteira de Poder Público e Serviço Público, obtendo resultados expressivos de arrecadação; e
- Cobrança terceirizada para dívida acima de 180 dias.



Custo da Energia

Em 2005, nossos custos do serviço de energia elétrica aumentaram 14,4%, passando de R\$361.013 mil em 2004 para R\$413.040 mil. Tal variação foi causada principalmente devido ao aumento do custo de energia elétrica comprada para revenda, que foi parcialmente mitigado por uma redução nos custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.

No entanto, como percentual da receita líquida, nossos custos da energia elétrica diminuíram de 68,6% em 2004 para 62,1% em 2005.

Energia Elétrica Comprada Para Revenda

O custo da energia elétrica comprada para revenda em 2005 foi de R\$215.030 mil, representando uma elevação de 24,4% quando comparada ao mesmo período de 2004 que foi de R\$172.853 mil, tal custo representando 81,9% do total do custo dos serviços de energia elétrica da CEMAR. Essa variação ocorreu basicamente em razão da elevação do custo da energia e do crescimento do volume de energia comprada pela CEMAR para atender ao aumento da demanda em sua área de concessão.

Encargos de Uso da Rede de Transmissão e Distribuição

Os custos decorrentes dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$47.569 mil em 2005, comparado a R\$54.688 mil em 2004, representando uma redução de 13,0%. Esta redução deveu-se à finalização dos contratos iniciais de compra de energia, sob os quais se baseavam os valores cobrados dos encargos do uso do sistema, acarretando a migração dos valores da tarifa selo (mais cara) para a tarifa nodal (mais barata).

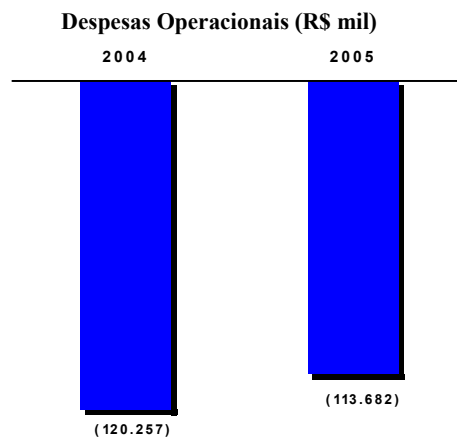
Custo da Operação e dos Serviços Prestados a Terceiros

O custo da operação e dos serviços prestados a terceiros da Companhia em 2005 aumentaram em 12,7%, de R\$133.472 mil em 2004 para R\$150.443 mil. No entanto, como percentual da receita líquida, o custo da operação diminuiu de 25,4% em 2004 para 22,6% em 2005.

Despesas Operacionais

Em 2005, as despesas operacionais da CEMAR foram de R\$113.682 mil, comparado a R\$120.257 mil em 2004, representando uma diminuição de 5,5%. Este resultado deveu-se principalmente a diminuição na conta “Perdas com Créditos Incobráveis e Provisão (Reversão) de PDD” que teve uma redução de 38,1% e a provisão para contingências que apresentou uma queda de 84,1% no comparativo entre os períodos.

Adicionalmente, as despesas operacionais da Companhia como percentual da receita líquida, diminuíram de 22,9% em 2004 para 17,1% em 2005.



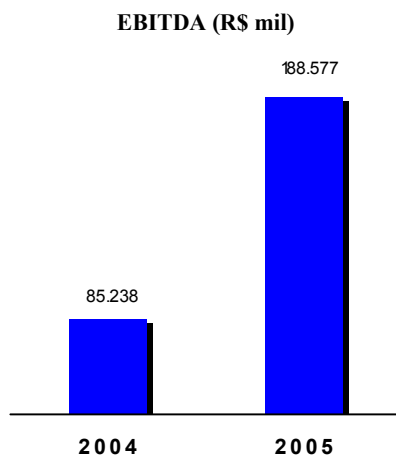
Em 2005, a Companhia apresentou ganhos de produtividade medidos pela redução das despesas gerenciáveis por consumidor de 17,8% em relação a 2004 (de R\$118,18 em 2004 para R\$97,12 em 2005), despesas gerenciáveis por MWh faturado de 17,6% em relação a 2004 (de R\$52,92 em 2004 para R\$43,62 em 2005) e do ganho de eficiência demonstrado pelo número de unidades consumidoras por colaborador que cresceu em 13,4% em relação a 2004 (de 856 em 2004 para 971 em 2005).

EBITDA

O "LAJIDA" (Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização), ou originalmente "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*), indica a capacidade de geração de caixa operacional de uma empresa.

O EBITDA é o lucro das operações ou o resultado dos serviços da empresa adicionado os custos de depreciação e amortizações, que são despesas econômicas e não financeiras, portanto, não oneram o caixa das empresas, e excluídos os impactos das receitas financeiras líquidas e do pagamento dos impostos diretos (Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL).

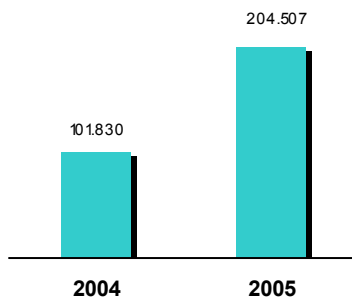
Em 2005, a Companhia alcançou o EBITDA de R\$188.578 mil, comparado a R\$85.238 mil em 2004, o que representou um aumento de 121,2% na comparação entre os períodos. O resultado alcançado aumentou a margem EBITDA de 16,2% em 2004 para 28,3% em 2005, representando um incremento de 12,1 pontos percentuais.



Em 2005, a Companhia alcançou o EBITDA Ajustado de R\$204.507 mil, comparado a R\$101.830 mil em 2004, o que representou um aumento de 100,8% na comparação entre os períodos. O resultado alcançado aumentou a margem EBITDA Ajustada de 19,4% em 2004 para 30,7% em 2005.

Demonstramos a seguir composição do EBITDA Ajustado da CEMAR em 2005 (comparativamente a 2004), considerando a exclusão das seguintes despesas não recorrentes: despesas com reestruturação – R\$6.231 mil (em 2004 – R\$3.807 mil), despesas com a revisão tarifária – R\$2.875 mil (em 2004 – R\$1.485 mil) e Perda com Crédito Incobrável – R\$ 6.823 mil (em 2004 – R\$11.300 mil).

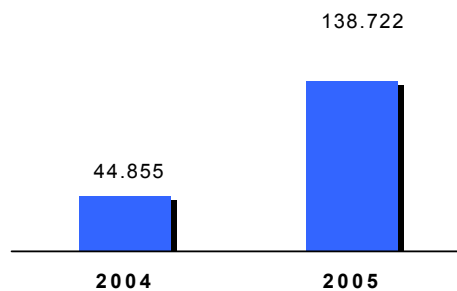
EBITDA Ajustado (R\$ mil)



Resultado do Serviço – EBIT

Em 2005, o resultado do serviço da CEMAR foi de R\$138.722 mil, comparado a R\$44.855 mil em 2004, representando um crescimento expressivo de 209,3%. Este resultado deveu-se basicamente ao aumento do lucro operacional bruto e da redução das despesas operacionais.

Resultado do Serviço (R\$ mil)



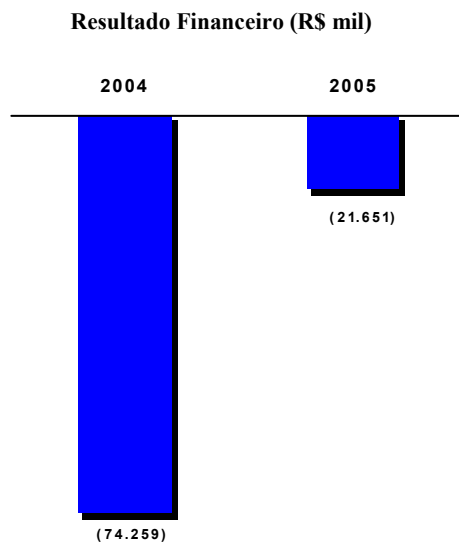
Resultado Financeiro

O resultado financeiro da CEMAR corresponde ao valor líquido entre as receitas financeiras e as despesas financeiras que são compostas por:

- Receitas financeiras compreendendo as receitas financeiras auferidas pelas aplicações financeiras, as receitas das variações monetárias e cambiais ativas e as receitas provenientes dos acréscimos moratórios representado pelas multas e os juros da energia vendida.
- Despesas financeiras compreendendo os encargos das dívidas, os juros sobre os empréstimos e financiamentos, as variações monetárias e cambiais passivas e outras despesas financeiras.

Em 2005, o resultado financeiro da CEMAR foi negativo em R\$21.651 mil (constituído por receitas financeiras de R\$60.473 mil e despesas financeiras de R\$82.124 mil), comparado a um resultado financeiro negativo de R\$74.259 em 2004, constituído por receitas financeiras de R\$55.611 mil e despesas financeiras de R\$129.870 mil, representando uma melhora de 70,8% no comparativo entre os períodos.

Esta melhora deveu-se ao efeito positivo do processo de reestruturação financeira, que foi finalizado em setembro de 2004, e resultou da redução significativa do IGP-M em 2005 (1,21%) que é o indexador de 79,1% do total da dívida, e da redução do endividamento total da CEMAR em 37,2% em 31 de dezembro de 2004.



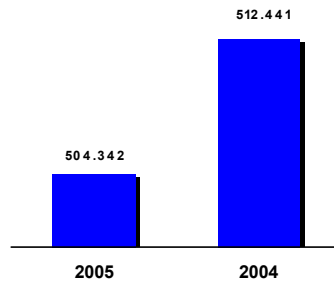
Captação de Recursos e Endividamento

Para atingirmos as metas definidas em nossa estratégia corporativa e gerarmos recursos para o cumprimento de nossas obrigações financeiras, necessitamos:

- financiar investimentos da CEMAR, mais especificamente em expansão e melhoramentos da rede de distribuição, em redução de perdas comerciais e nos programas de modernização e universalização;
- realizar outros investimentos, inclusive no capital de giro;
- amortizar o endividamento já contratado da CEMAR; e
- pagar dividendos.

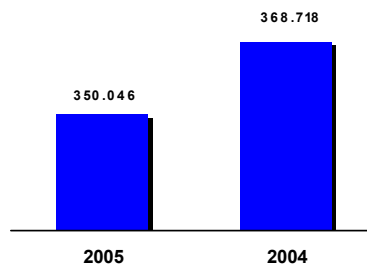
A nossa dívida bruta, em 31 de dezembro de 2005, totalizou R\$504.342 mil, reduzida em 1,6% em relação ao saldo de R\$512.441 mil verificado em 31 de dezembro de 2004. Esta redução no endividamento foi parcialmente afetada pela redução do valor de nossa dívida denominada em dólares norte americanos contratada junto à Secretaria do Tesouro Nacional - STN, devido à apreciação do real em relação ao dólar, a amortização de empréstimos devidos ao BNDES, ELETROBRÁS e ELETRONORTE.

Dívida Bruta (R\$ mil)



Ao considerarmos a dívida líquida, equivalente à dívida bruta subtraídas as disponibilidades da empresa, a Companhia apresentou um resultado de R\$350.046 mil no ano de 2005, contra R\$368.718 mil em 2004, representado uma diminuição de 5,1%.

Dívida Líquida (R\$ mil)



Em 2005, a parcela do endividamento de curto prazo da CEMAR correspondia a 6,3% do endividamento total, enquanto que em 2004, este endividamento representava 7,5% do total da dívida naquele ano. Em 2005, os compromissos em moeda estrangeira representaram 3,4%, e no ano anterior, sob o mesmo parâmetro, o índice da CEMAR era de 4,2%.

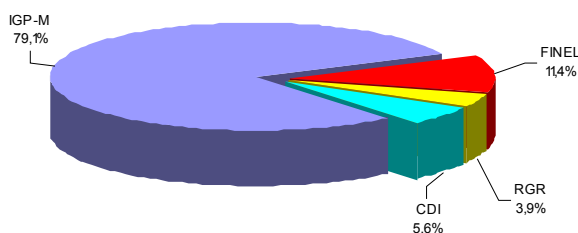
Condições do Endividamento a Vencer

	R\$ mil					
	2005			2004		
	Curto Prazo		Longo Prazo	Curto Prazo		Longo Prazo
Encargos	Principal	Encargos		Principal		
MOEDA ESTRANGEIRA						
(1) Tesouro Nacional	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292
	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292
MOEDA NACIONAL						
(2) Eletrobrás	-	2.116	264.588	-	1	244.512
(3) Eletronorte	-	18.839	145.231	-	18.024	155.516
(4) Instituições Financeiras	-	7	5.228	283	10.412	7.345
	-	20.962	415.047	283	28.437	407.373
(5) Empréstimos - dívida com a FASCEMAR	-	3.173	23.880	87	1.109	23.940
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	199	25.321	454.741	567	31.320	450.605
OUTRAS DÍVIDAS						
(6) Debêntures	-	6.263	17.458	-	6.785	23.165
	0	6.263	17.458	0	6.785	23.165
TOTAL DA DÍVIDA	199	31.584	472.199	567	38.105	473.770

Dois acontecimentos merecem destaque na adequação da estrutura de capital da empresa, a saber:

- Liquidação das dívidas com o BNDES: foram liquidadas as dívidas referentes ao Acordo do Setor Elétrico durante a Crise Energética de 2002 e ao Financiamento da CVA
- Captação de Recursos junto ao Banco do Nordeste do Brasil - BNB: a CEMAR, em 23 de novembro de 2005, contratou um financiamento de R\$136,1 milhões junto ao BNB, lastreado por recursos do fundo FNE-PROINFA. Não houve liberação de recursos em 2005. O custo deste financiamento é de 14% ao ano, com bônus de adimplemento de 15% aplicável se os pagamentos de juros e amortizações forem efetuados dentro das datas contratadas, resultando num custo efetivo de 11,9% nominal ao ano. O prazo total deste financiamento é de 11 anos, com carência de 3 anos e amortização de 8 anos. Este financiamento tem como objetivo os investimentos da CEMAR em expansão do sistema de sub-transmissão e distribuição, redução de perdas comerciais, modernização tecnológica e outros programas.

Indexadores da Dívida



GENTE

Colaboradores

Em 31 de dezembro de 2005, a CEMAR contava com 1.292 empregados, 4,7% a menos do que em 31 de dezembro de 2004. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados, bem como a classificação dos empregados por categoria nos últimos 3 anos:

<i>Descrição</i>	2005	2004	2003
Diretoria	6	6	5
Gerência	20	34	65
Universitários	322	292	259
Técnicos	581	628	684
Administração	363	396	417
Total	1.292	1.356	1.430

Treinamento e Desenvolvimento

Em 2005, foram investidos R\$853 mil nos Programas de Treinamento e Desenvolvimento de Pessoas, resultando em 360 Ações de Treinamento com 6.328 Participações, um total de 121.142 Homens-Hora treinados nas diversas áreas da empresa e destaque para as ações a seguir:

Programa de Estágio CEMAR - visa proporcionar oportunidade de complementação formal da educação de jovens estudantes, recrutados e selecionados pela CEMAR visando formar banco de profissionais qualificados para suprir futuras necessidades de preenchimento de vagas nas mais diversas áreas da empresa atendendo a um perfil alinhado com as estratégias da empresa. A CEMAR oportuniza estágio nas modalidades de nível médio, técnico e superior alocando os estagiários nas áreas administrativas e operacionais.

Programa Menor Aprendiz - além de cumprir com uma obrigação legal a CEMAR dá a oportunidade de formação profissional aos jovens talentos selecionados em parceria com o SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem para formar o nosso banco de profissionais que suprirá demandas futuras de mão de obra. O programa que tem a duração de 24 meses, tem formação teórica e prática com o acompanhamento do SENAI e dos Gestores da CEMAR.

Programa *Trainee* Técnico - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em escolas Técnicas - CEFET para atender as necessidades de formação de profissionais para suprir quadro de colaboradores em substituição aos técnicos que ocupam posições vitais para o negócio e os desligados por desempenho ou aposentadoria na área operacional da empresa. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com o programa de desenvolvimento e acompanhamento desenhado de acordo com o perfil técnico específico. Ao final do programa, e de acordo com seu desempenho, o *Trainee* terá a oportunidade de ocupar um cargo técnico operacional.

Programa *Trainee* Universitário - visa recrutar e selecionar jovens talentos com formação em cursos e universidades brasileiras com reconhecida qualidade em sua formação acadêmica e alinhados aos objetivos estratégicos da CEMAR, assim como a formação de futuros gestores com formação e perfil adequados a cultura da empresa. Este programa tem duração de 18 meses e é planejado de acordo com a necessidade das áreas, com um programa de desenvolvimento e acompanhamento dos *Trainees*. Ao final do programa e de acordo com seu desempenho o *Trainee* terá a oportunidade de ocupar cargos estratégicos e ou gerenciais na empresa.

Programa Cultura CEMAR - tem como objetivo conhecer e identificar os elementos da Cultura organizacional que precisam ser reforçados, introjetados e reproduzidos para consolidar as estratégias e as políticas necessárias ao atingimento dos objetivos da organização. O programa se desenvolve através da realização de seminários junto a totalidade dos colaboradores, onde são discutidos os valores, a missão e a visão da empresa.

Programa de Qualificação Gerencial - programa de ações de treinamento e desenvolvimento traçadas a partir das necessidades de aperfeiçoamento baseado nas competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) organizacionais que

são exigidas pelo perfil dos Gestores CEMAR. Tal programa se baseia no desenvolvimento dos seguintes módulos: Liderança, Gestão de Pessoas e Processos (entre outros focos e objetivos estratégicos), Metas e Diretrizes.

Segurança do Trabalho

Adicionalmente, nossos índices de acidentes de trabalho estão entre os menores do setor. Em 2004, enquanto o setor elétrico teve a taxa de acidentalidade (TA= n. acid. x 100/n. empregados) de 1,043, ou seja, número percentual de acidentes/empregado, de acordo com a Fundação Comitê de Gestão Empresarial - COGE¹², a CEMAR apresentou 0,849 acidentes por empregado no mesmo ano.

Em 2005, a CEMAR teve 6 acidentes com afastamento do trabalho, em 2004 um total de 12 e em 2003 13 casos, representando uma redução de 53,8% nos acidentes com afastamento do trabalho entre 2003 a 2005. Enquanto que em 2004, a média de acidentes próprios com afastamento das 70 Empresas de todo o setor elétrico no Brasil foi de 14,4.

Planos Previdenciários – FASCEMAR

A Fundação de Previdência Complementar da CEMAR – FASCEMAR, durante o ano de 2005 passou por um processo de modernização para melhorar a qualidade do atendimento aos seus participantes, que teve como destaque as seguintes ações:

- Análise de alternativas para melhor rentabilidade dos ativos;
- Implementação de política austera de gastos;
- Estabelecimento de Controles Internos; e
- Estabelecimento de um novo Plano Misto em regime de Contribuição Definida.

No mês de dezembro de 2005, foi negociada a compra de papéis do Tesouro Nacional para a realização do ALM – Asset Liability Management (casamento Ativo x Passivo) da carteira da Fundação. Além de garantir o pagamento dos benefícios concedidos, esta operação permitiu consolidar parte substancial da carteira em um único gestor, o que reduziu a Taxa de Administração destes recursos de 0,50% a.a. para 0,09% a.a.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

A CEMAR acredita e aposta em projetos e programas que tem como proposta a inclusão social. Em 2005 várias atividades foram desenvolvidas nesse sentido, a saber:

Apoio à inclusão digital nas escolas públicas:

- Em parceria com a Prefeitura de São Luís, através da Secretaria de Educação (SEMED), foram inaugurados Telecentros em diversas escolas. A implantação destas novas salas de aula conta com computadores com acesso à Internet, que são disponibilizados tanto para os alunos como para os membros das comunidades vizinhas.

Programa Padaria do Povo:

- Este programa visa combater a pobreza e assegurar às famílias e às comunidades, a oportunidade de gerarem sua própria renda. Em parceria com o governo do estado, o programa fornece a capacitação e kits para produção e venda de pães caseiros. A CEMAR fez a doação dos kits, que são compostos por: forno, assadeiras, balança, liquidificador, etc.

¹² A Fundação Comitê de Gestão Empresarial – Fundação COGE é uma instituição de caráter técnico-científico, voltada para a pesquisa, o estudo e o aperfeiçoamento dos métodos, processos e rotinas adotadas pelas empresas integrantes do Setor Elétrico Brasileiro.

Doação a Casa Sonho de Criança:

- A instituição atende crianças e adolescentes na faixa de 0 a 18 anos portadores do vírus HIV e desenvolve trabalhos preventivos, de elevação da auto-estima e de cuidados gerais. A CEMAR fez a doação de fraudas, ventiladores, colchões, travesseiros, entre outros itens.

Programa de Eficiência Energética:

- O objetivo do programa é incentivar a utilização da energia de forma racional e disseminar as informações sobre o cuidado com a rede elétrica, os equipamentos e as instalações domésticas. Desta forma, a Companhia combate o desperdício de energia e reduz os índices de acidentes com a comunidade. Os treinamentos são realizados pelos engenheiros da CEMAR em parceria com as Secretarias de Educação Municipal e Estadual, onde as escolas selecionadas recebem gratuitamente todo o material didático.

PROCEL nas escolas:

- Visa capacitar educadores da rede pública de ensino fundamental e médio, onde o programa habilita e forma agentes multiplicadores que ministram aulas sobre os conceitos de educação ambiental, a importância do combate ao desperdício de energia elétrica e a preservação dos recursos naturais.

Doação a Fundação Antônio Jorge Dino:

- A Casa de Apoio hospeda pacientes carentes do interior do estado, sendo a maioria com câncer de colo uterino em tratamento ambulatorial. Por meio da doação de colchões e travesseiros, a CEMAR prestou uma importante contribuição de filantropia, segundo Erolsilda Mota, coordenadora geral da instituição.

MEIO AMBIENTE

Na área do meio ambiente, destacam-se o desenvolvimento da Política de Gestão Ambiental da Companhia, a triagem dos resíduos sólidos e a comercialização de sucatas do sistema elétrico.

Em 2005, ressalta-se ainda a aprovação e a renovação das licenças ambientais para a construção de importantes obras da CEMAR, tais como:

- Licença de Geração, Operação e Distribuição da Unidade Termoelétrica Batavo, com capacidade instalada de 875 KW operação, com validade até 13/05/2007;
- Renovação da licença relativa à operação da Subestação 69/13,8 KV, Km 08, da MA-201, Ubatuba Parana-São José de Ribamar/MA com validade até 21/06/2007;
- Licença de instalação da Subestação Barro Duro com validade até 10/06/2006; e
- Licença de instalação relativa à implantação da Linha de Alta Tensão - LAT 69 KV São Luís I (ELN), Renascença, com extensão de 11,4KM.

CONCLUSÃO

O conjunto das ações realizadas na CEMAR ao longo de 2005 contribuíram efetivamente para os excelentes resultados alcançados, os quais foram consequência direta da dedicação de todos os colaboradores.

Como resultado destas ações bem sucedidas nas áreas comercial, operacional e financeira, vários desafios foram superados, demonstrando o compromisso que a CEMAR assumiu com toda a sociedade maranhense, qual seja: fornecer energia elétrica com qualidade, custo adequado e de forma rentável.

Muitos são os desafios para 2006, porém, o esforço contínuo de toda a equipe, aliado ao novo modelo de gestão implementado, farão com que a CEMAR possa de forma sustentada superar todos eles, buscando ininterruptamente ser a melhor e mais rentável empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil.

Finalmente, gostaríamos de agradecer a dedicação e o comprometimento dos nossos colaboradores, assim como o apoio e a confiança dos nossos clientes, fornecedores e acionistas.

A DIRETORIA

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A BRISK Participações S.A. (“COMPANHIA”) tem por objetivo a participação em outras sociedades, sempre no setor de energia elétrica, prioritariamente em operações de distribuição de energia nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

De acordo com esta política de investimentos, em 31 de dezembro de 2005 e 2004, a COMPANHIA mantinha participação de 64,96% na Companhia Energética do Maranhão (“CEMAR”), que é uma empresa de economia privada de capital aberto, que tem como atividades principais a distribuição e a comercialização de energia elétrica, além da construção e a operação de sistemas de geração, em pequena escala. Sua área de concessão é o Estado do Maranhão, atendendo a 1.254.399 consumidores e cobrindo uma área superior a 333 mil quilômetros quadrados. O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica de nº 060, celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e a COMPANHIA permanecem com o seu termo de vigência até 10 de agosto de 2030, podendo ser prorrogado no máximo por mais um período de 30 anos.

Entre agosto de 2002 e abril de 2004, a Cemar encontrava-se sob intervenção administrativa da ANEEL. Tal intervenção foi decretada encerrada com a troca de controle da COMPANHIA. Desde então a nova administração da CEMAR vem implementando uma reestruturação financeira e operacional, tendo focado suas atividades em seus clientes e no retorno do acionista. Tal reestruturação abrangeu diversas áreas, desde a renegociação de seus contratos de financiamento, com o correspondente alongamento do perfil da sua dívida, até renegociações do fornecimento de materiais e prestação de serviços, implementação de uma política mais contundente na cobrança das contas em atraso e, por conseguinte, uma política de arrecadação mais eficiente. Tudo isto possibilitou que a CEMAR revertesse o passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2003 no montante de (R\$146.527), passando a apresentar um patrimônio líquido positivo em 31 de dezembro de 2005 no montante de R\$426.893, tendo declarado dividendos no exercício de 2005 no montante de R\$84.333.

(2) CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247 de 27 de março de 1996 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem as demonstrações financeiras da COMPANHIA e de sua controlada CEMAR.

A participação na controlada CEMAR em 2005 e 2004 é de 64,96%, os ativos, passivos, e as receitas e despesas do exercício foram integralmente considerados nas demonstrações financeiras consolidadas.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Adicionalmente, os seguintes procedimentos de consolidação foram adotados, quando aplicável:

- ✓ Eliminação das participações no Patrimônio Líquido da controlada;
- ✓ Eliminação do resultado de Equivalência Patrimonial;
- ✓ Eliminação dos saldos de Ativos e Passivos entre as empresas consolidadas; e
- ✓ Destaque da participação de minoritários no passivo e na demonstração do resultado do exercício.

Os balanços patrimoniais, em 31 de dezembro de 2005 e 2004, e as demonstrações do resultado dos exercícios findos naquelas datas, da CEMAR estão assim compostos, de forma condensada:

	<u>CEMAR</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
<u>Ativo</u>	1.310.993	895.499
Ativo circulante	404.277	349.176
Realizável a longo prazo	277.749	42.486
Permanente	628.967	503.837
<u>Passivo e Patrimônio Líquido</u>	1.310.993	895.499
Circulante	350.722	189.173
Exigível a longo prazo	533.378	550.726
Patrimônio líquido	427.893	155.060

	<u>CEMAR</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Receita operacional líquida	665.444	526.125
Custo de bens e serviços vendidos	(413.040)	(361.013)
	252.404	165.112
Despesas operacionais – líquido das receitas	(113.682)	(120.257)
Resultado do serviço	138.722	44.855
Despesas financeiras – líquido das receitas	(21.651)	(74.259)
Resultado operacional	117.071	(29.404)
Resultado não operacional	706	(1.670)
Resultado antes do imposto de renda e	117.777	(31.074)

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

contribuição social		
Imposto de renda e contribuição sociais	241.874	-
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício	359.651	(31.074)

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As demonstrações financeiras estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, associadas às disposições previstas na Lei das Sociedades por Ações, da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e normas aplicáveis às concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica estabelecidas pela ANEEL.

Tendo em vista que neste exercício a CEMAR promoveu pequenas alterações na classificação de algumas contas, efetuamos as respectivas reclassificações nas demonstrações financeiras consolidadas do exercício de 2004 a fim de permitir a comparabilidade das informações.

Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotadas algumas estimativas para a contabilização das transações, tais como: contas a receber de consumidores não faturados, provisão para devedores duvidosos e provisões para contingências, dentre outras, cujos resultados reais podem apresentar variações com relação às estimativas feitas.

a) Efeitos inflacionários:

Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249/95, estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias de ativos e passivos indexados em função das disposições contratuais. As parcelas componentes do ativo permanente, patrimônio líquido e das

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

obrigações vinculadas à concessão estão atualizadas até 31 de dezembro de 1995, pela sistemática de correção monetária oficial até então vigente.

b) Ativos circulante e realizável a longo prazo:

Disponibilidades e Aplicações Financeiras – As aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até a data de encerramento das demonstrações financeiras .

Consumidores e Revendedores – Esses saldos incluem os valores faturados aos consumidores finais e concessionários revendedores, a receita referente à energia consumida e não faturada, a receita da recomposição tarifária extraordinária - RTE (esta última apenas em 2004), uso da rede, serviços prestados e acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa – Constituída em montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização das contas a receber.

Estoques - Os materiais em estoque no almoxarifado estão registrados ao custo médio de aquisição, ajustado por provisão para perdas, quando necessário, e não excedem o valor de mercado.

Baixa Renda – Inclui os valores decorrentes dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial de baixa renda, estabelecida pela Lei nº 10.438/02.

As demais contas integrantes dos ativos circulante e realizável de longo prazo estão demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações incorridos até a data do balanço.

c) Investimento

Inclui a participação em controlada avaliada pelo método de equivalência patrimonial. Inclui também o ágio registrado na aquisição da controlada, decorrentes da diferença entre o preço de aquisição pago e o valor do patrimônio contábil da empresa adquirida, em conformidade com a Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996. Até o exercício findo em 2004 a COMPANHIA efetuava esta amortização de maneira linear pelo prazo remanescente do contrato de concessão da controlada, uma vez que a controlada não apresentou rentabilidade nos anos iniciais da concessão.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A partir de 2005, um ano após o fim da intervenção, e com a CEMAR tendo atingido a lucratividade, a amortização passou a ser feita proporcionalmente às curvas do lucro líquido projetado para o período remanescente do contrato de concessão da CEMAR,

d) Permanente:

O imobilizado está registrado ao custo de aquisição corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995, deduzido de depreciação calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE no 815, de 30 de novembro de 1994, às taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL no 02 de 24 de dezembro de 1997 e no 44, de 17 de março de 1999. O valor apurado é debitado parte ao resultado e parte ao custo das obras em andamento, em função da utilização de tais bens.

Os gastos que representam o aumento da capacidade instalada ou da vida útil do bem são considerados como ativo imobilizado e capitalizados. Os gastos com manutenção e reparo são registrados no resultado, respeitando-se o regime de competência.

Em função do disposto na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, variações monetárias e encargos financeiros, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo. Em 2005, o valor registrado foi de R\$759 (em 2004 não houve esse custo).

Conforme Instrução Contábil 6.3.23, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, o valor correspondente às Obrigações Vinculadas à Concessão está sendo apresentado como redutor do Ativo Imobilizado. As citadas obrigações referem-se aos valores recebidos de consumidores para possibilitar a realização dos empreendimentos necessários ao atendimento dos pedidos de fornecimento de energia elétrica, e à participação da União no que diz respeito aos recursos recebidos da União, do Estado do Maranhão e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica, incluindo os recursos do Programa Nacional de Universalização e Uso de Energia Elétrica na Zona Rural.

e) Passivos circulantes e realizável a longo prazo:

Empréstimos, financiamentos, debêntures e dívidas com pessoas ligadas - Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial incorrida até a data do balanço, além dos juros e demais encargos previstos contratualmente e apropriados como despesas financeiras até a data do balanço.

Provisões para contingências - Estão constituídas com base na avaliação do risco potencial de perda sobre as ações em andamento, embasadas em relatórios preparados por consultores jurídicos externos e pelos consultores jurídicos da CEMAR.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Provisões - Uma provisão é reconhecida no balanço quando a COMPANHIA possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar tal obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

f) Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

O imposto de renda e a contribuição social corrente foram calculados com base nas alíquotas efetivas do imposto de renda e da contribuição social sobre lucro líquido e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

Em 2005, a CEMAR reconheceu ativo de imposto de renda e contribuição social diferidos referente ao prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social acumulados e ainda sobre as diferenças temporárias apuradas no exercício. As projeções de lucro tributável da CEMAR, elaboradas por sua administração e aprovadas pelo Conselho de Administração em 20 de janeiro de 2006, indicam que esse ativo será realizado em menos de 10 anos.

g) Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão patrocinado pela CEMAR são reconhecidos pelo regime de competência e em conformidade com a deliberação CVM nº 371/00.

h) Resultado:

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício.

(4) DISPONIBILIDADES E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas junto a instituições financeiras nacionais de primeira linha, remuneradas na sua maior parte, conforme variação do CDI, em condições e taxas normais de mercado, e estão disponíveis para serem utilizadas nas operações da Sociedade e sua controlada. Dentre as aplicações está um fundo exclusivo administrado pelo Banco Pactual, FIQ-CEMAR, cuja carteira é composta por quotas de outros fundos de investimento não exclusivos. Vide composição em 31 de dezembro de 2005:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Agente Financeiro	Tipo de Aplicação	Vencº	Taxas	2005	2004
Banco do Nordeste	Fundos de Investimentos	-	100%CDI	1.125	-
Bradesco	CDB	Diversos	98%CDI	789	884
	Fundos de Investimentos	-	89%CDI	3.188	2.800
	Fundos de Investimentos	-	-	1.246	-
CEF	Fundos de Investimentos	-	94%CDI	-	744
	Fundos de Investimentos	-	94%CDI	218	234
Pactual	CDB	jun/05	100%CDI	-	1.056
	Fundos de Investimentos	-	101%CDI	124.791	110.962
	Fundos de Investimentos	-	100%CDI	545	-
	Letras do Tesouro Nacional	jul/06	17,01% aa	184	-
Total				132.087	116.680

(5) CONSUMIDORES E REVENDEDORES

Os créditos a receber, de curto e longo prazo, decorrentes da venda de energia e prestação de serviços de transmissão, apresentam a seguinte composição:

a) Composição por vencimento

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Saldo em 31.12.2005						Saldo em 31.12.2004
	Vincendos	Vencidos		Total	PDD	Total	
		Até 90dias	Mais de 90 dias				
CIRCULANTE							
<u>Consumidores:</u>							
Residencial	21.745	18.524	2.860	43.129	3.757	39.372	28.442
Industrial	5.966	7.514	2.451	15.931	3.703	12.228	7.278
Comercial	14.009	5.993	1.084	21.086	889	20.197	15.066
Rural	1.689	1.857	473	4.019	84	3.935	2.394
Poder Público	4.878	2.519	683	8.080	275	7.805	8.846
Iluminação Pública	2.756	1.065	4.287	8.108	5.541	2.567	2.795
Serviço Público	4.317	874	305	5.496	549	4.947	5.284
Renda Não Faturada	20.516	-	-	20.516	-	20.516	29.928
RTE (Nota 5 (d))	-	-	-	-	-	-	18.044
RTD (Nota 5 (e))	21.799	-	-	21.799	-	21.799	-
PERCEE	113	-	-	113	-	113	99
Enc. Cap. Emergencial	462	409	243	1.114	-	1.114	2.496
Parcelamento	15.008	3.484	2.878	21.370	1.531	19.839	24.987
Outras	2.250	2.293	5.090	9.633	4.916	4.717	-
Subtotal	115.508	44.532	20.354	180.394	21.245	159.149	145.659
Concessionárias	12	-	-	12	-	12	4
CCEE (Nota 5 (c))	-	-	1.491	1.491	1.490	1	-
Total de consumidores	115.520	44.532	21.845	181.897	22.735	159.162	145.663
Cheques em Cobrança	794	-	-	794	794	-	-
Serviços Prestados	-	-	2.906	2.906	2.906	-	-
Total do Circulante	116.314	44.532	24.751	185.597	26.435	159.162	145.663
LONGO PRAZO							
<u>Consumidores:</u>							
Parcelamento	8.527	-	-	8.527	-	8.527	9.734
RTE (Nota 5 (d))	-	-	-	-	-	-	-
Cheques em Cobrança	2.293	-	-	2.293	2.293	-	-
CCEE (Nota 5 (a))	8.010	-	-	8.010	-	8.010	9.616
Total do Longo Prazo	18.830	-	-	18.830	2.293	16.537	19.350
TOTAL GERAL	135.144	44.532	24.751	204.427	28.728	175.699	165.013

b) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa está de acordo com os critérios definidos na Instrução Geral 6.32 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a seguir resumidos:

Clientes com débitos relevantes

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- Análise individual do saldo a receber dos consumidores por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos

- Consumidores residenciais – vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais – vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros – vencidos há mais 360 dias

c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE é o ambiente onde são transacionadas as sobras energéticas (energias no curto prazo) verificadas entre os valores de geração e de carga realizados e contratados/previstos, e são registrados pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas por este órgão. Nos meses em que estas informações não são disponibilizadas em tempo hábil por aquele órgão, os valores são estimados pela CEMAR, utilizando as informações disponíveis.

Os valores correspondentes às operações junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pela mesma.

A divulgação da apuração das operações efetuadas no âmbito da CCEE, para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, apresentou o montante de R\$64.986. Deste total, há um saldo a receber de R\$8.010 (2004 - R\$11.106), que está sendo contestado judicialmente. Este saldo poderá estar sujeito a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor. Do montante do saldo não contestado, o valor de R\$1.490 representa inadimplência, e está provisionado.

A receita total nesse exercício, líquida dos ajustes de períodos anteriores divulgados pelo CCEE, monta a R\$1.031 (R\$1.634 em 2004).

d) Acordo Geral do Setor Elétrico - RTE

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o “Acordo Geral do Setor Elétrico”, definindo os critérios para recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se dará através de adicional tarifário nas contas de fornecimento de energia, sendo 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

As Resoluções ANEEL 480/2002 (perda de margem) e 001/2004 (ressarcimento do gerador), homologaram os valores referentes a CEMAR no valor de R\$29.250 e R\$33.570, respectivamente. Tais perdas de margem da concessionária e a energia livre arrecadada dos consumidores são repassadas aos geradores de energia, acrescidos dos impostos incidentes sobre o faturamento e da atualização monetária, conforme preceitua as Resoluções ANEEL 369/2002 e 36/2003. A Resolução 001/2004 da ANEEL fixou em 46 meses o prazo máximo de permanência da RTE na tarifa da CEMAR, contados a partir de dezembro de 2001 e encerrando-se em outubro de 2005.

Os itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico vinham sendo remunerados com base na variação da taxa SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, (BACEN), acrescida de juros de 1% a.a. sobre 90% do saldo. Em 20 de dezembro de 2005, a ANEEL, através do Ofício Circular nº 2.212, estabeleceu os seguintes procedimentos para o cálculo da remuneração:

- Para o item Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, a incidência da remuneração deverá ser: (i) sobre o montante financiado, que corresponde a 90% dos valores homologados pela ANEEL, taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a.; e (ii) sobre os 10% não financiados, taxa SELIC (BACEN);
- Para o item Energia Livre, para o caso em que a Geradora obteve o financiamento junto ao BNDES, calcular a remuneração pela taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., e para as geradoras que não obtiveram financiamento a remuneração deverá ser calculada somente pela taxa SELIC (BACEN);
- Para o item “Parcela A”, a remuneração deverá ser apropriada utilizando a taxa SELIC (BACEN).

Em dezembro de 2005 a CEMAR já havia recuperado toda a RTE, restando em seu passivo o valor não arrecadado a repassar aos geradores, que foi atualizado pela variação da SELIC mais 1% a.a., com base no Ofício Circular nº 2.212, e registrado como fornecedores – Ressarcimento aos Geradores.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A seguir, o resumo dos principais efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico na CEMAR:

	2005	2004
Ativo – Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE		
Perda de margem mais tributos	37.659	37.659
Energia livre mais tributos	34.841	34.841
	<u>72.500</u>	<u>72.500</u>
Atualização	20.328	19.193
Amortização da perda de margem e energia livre	(92.828)	(73.649)
Saldo da RTE (circulante e longo prazo)	<u>-</u>	<u>18.044</u>
Passivo		
PIS e COFINS – circulante	-	(659)
Ressarcimento aos geradores – Curto e longo prazo	(33.570)	(33.570)
Amortização do ressarcimento (pagamento aos geradores)	42.526	23.022
Atualização	(12.107)	(8.725)
Saldo do passivo (circulante e longo prazo)	<u>(3.151)</u>	<u>(19.932)</u>
EFEITO LÍQUIDO TOTAL	<u>(3.151)</u>	<u>(1.888)</u>

e) Recomposição Tarifária Diferida – RTD

O processo de revisão tarifária, previsto nos contratos de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica, aconteceu pela primeira vez no caso da CEMAR em agosto de 2005, e a sua realização está prevista a cada quatro anos. Este processo tem como objetivo redefinir o nível das tarifas de fornecimento de energia elétrica, baseando-se em custos operacionais eficientes e na adequada remuneração sobre os investimentos realizados de forma eficiente e prudente pelas empresas.

O processo de Revisão Tarifária da CEMAR teve início em 2004 e foi concluído no dia 22 de agosto de 2005 com a divulgação pela ANEEL do novo reposicionamento tarifário da CEMAR. As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMAR tiveram reajuste médio de 15,95%, sendo que a ANEEL autorizou por meio da Resolução Homologatória nº 196 de 22 de agosto de 2005, apenas o repasse de 10,96%, sendo 7,16% relativos ao reposicionamento tarifário e 3,80% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. O recebimento pela CEMAR da diferença do índice, foi diferido em três parcelas para os anos de 2006, 2007 e 2008.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A CEMAR está contabilizando mensalmente a parcela do Reposicionamento Tarifário Diferido – RTD, constituído pela diferença entre o índice médio homologado de 15,95% e o índice médio autorizado para repasse às tarifas de 10,96%, calculado sobre sua receita bruta (antes da aplicação do reajuste autorizado). De acordo com a Resolução Homologatória 196, a ANEEL incluirá na parcela B dos reajustes tarifários dos próximos três anos (agosto de 2006, 2007 e 2008) valor específico para compensar a diferença de reajuste postergado. Até 31 de dezembro de 2005, a CEMAR contabilizou como Ativo Regulatório o valor de R\$ 21.799. Esse ativo será constituído até o próximo reajuste tarifário, que ocorrerá em agosto de 2006, quando o mesmo começará a ser amortizado.

(6) IMPOSTO A RECUPERAR

Os saldos de curto e longo prazo em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados como segue:

	2005		2004	
	<u>Circulante</u>	<u>Longo prazo</u>	<u>Circulante</u>	<u>Longo prazo</u>
IR sobre aplicações financeiras	5.478		5.856	-
COFINS a compensar	503		3.321	-
IR e CS antecipado	5.175			
PIS a compensar	109		1.161	-
ICMS a recuperar CIAP	7.041	17.337	4.294	5.853
Outros	1.237		1.572	-
TOTAL	19.544	17.337	16.203	5.853

(7) BAIXA RENDA

Em 1º de julho de 2003, a ANEEL emitiu a Resolução nº 320 que acrescentou novos procedimentos para a homologação da subvenção econômica para os consumidores integrantes da subclasse residencial de Baixa Renda. Tal resolução determinava a liquidação dos valores já liberados a título de financiamento com a utilização dos recursos da subvenção e cancelava os correspondentes contratos de financiamento. Em 31 de Dezembro de 2005 o saldo de R\$9.167 (R\$7.657 em 2004) representa os valores a receber da ELETROBRÁS, cujos recursos serão liberados em 2006.

(8) PAGAMENTOS ANTECIPADOS

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os pagamentos antecipados estavam assim compostos:

	2005	2004
Compensação de Variação de Custos da Parcela A	21.524	22.647
Debêntures	61	77
Ativo regulatório PIS/COFINS	2.632	6.673
Outros	959	464
Total	25.176	29.861
Curto Prazo	22.500	14.618
Longo Prazo	2.676	15.243

Incluem principalmente a Conta de Compensação da Variação de Valores dos Itens da “Parcela A – CVA”, de acordo com a Portaria Interministerial nº 025/02 do Ministério das Minas e Energia, que representa os acréscimos dos custos não gerenciáveis pela CEMAR, que somente serão considerados na próxima revisão tarifária. De acordo com os procedimentos adotados pela ANEEL, o reajuste tarifário contempla percentuais para a amortização da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA. O percentual aplicado para a amortização no caso da CEMAR, de acordo com o último reajuste tarifário ocorrido em agosto de 2005, foi de 3,80% sobre o faturamento do mês.

Do montante de R\$21.524 em 31 de dezembro de 2005, R\$18.043 correspondem a valores que já estão sendo amortizados em função da revisão tarifária de agosto de 2005. A amortização acumulada no exercício findo em 31 de dezembro de 2005 montou a R\$21.856.

Adicionalmente, em 2004 a CEMAR registrou um ativo regulatório decorrente das majorações das alíquotas do PIS e da COFINS (“Ativo Regulatório - PIS e COFINS”) conforme a nova legislação (Lei nº10.637, de 30 de dezembro de 2002, Lei nº 10.833 de 29 de dezembro de 2003 e Lei nº 10.865 de 30 de abril de 2004). O reconhecimento desse ativo foi homologado pelo Ofício Circular 302 de 25 de fevereiro de 2005, que reconheceu o direito da CEMAR de requerer a compensação desse custo adicional na última revisão tarifária, o que ocorreu em agosto de 2005. A Resolução Homologatória nº 196, de 22 de agosto de 2005 incluiu no aumento da tarifa o montante necessário para a recuperação desse ativo. O saldo restante no longo prazo representa as perdas apuradas no período de 1º de agosto a 28 de agosto de 2005, que não foram consideradas na última revisão tarifária, e deverão ser consideradas na próxima.

(9) IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Desde 2004 a CEMAR se encontra em processo de reestruturação, tendo este processo se iniciado com a reorganização da estrutura de capital em 2004, e continuado com a reorganização de suas atividades operacionais. Em função disto, a Administração, baseada no disposto na Instrução CVM 371/2000, entendeu que o ativo fiscal diferido decorrente de prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias deve ser reconhecido nesse exercício.

Estes créditos fiscais diferidos não possuem prazo de prescrição para sua recuperação, e estão registrados em consonância com as disposições da Deliberação CVM nº 273, de 20 de agosto de 1998, e da Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002. Esses créditos estão registrados no Ativo Circulante e no Realizável a Longo Prazo, considerando a expectativa de sua realização, determinada com base nas projeções de resultados futuros da CEMAR, observando o limite de 30% para compensação anual com lucros tributáveis, exceto para os créditos decorrentes de diferenças temporárias, que serão integralmente recuperados no momento da realização do principal.

Composição dos créditos de imposto de renda e contribuição social

Imposto de renda	
Prejuízos fiscais	204.195
Diferenças temporárias	14.009
Contribuição social	
Base negativa	36.033
Diferenças temporárias	5.044
Total	<u>259.281</u>

Expectativa de recuperação

Baseada em estudos técnicos de viabilidade que indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos, a Administração da CEMAR estima que a expectativa de realização dos créditos fiscais possa ser assim representada:

<u>Expectativa de Realização</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011 a 2016</u>	<u>Total</u>
Impostos Diferidos	21.480	22.106	24.173	29.249	31.892	130.381	259.281

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da CEMAR e do mercado que a mesma opera. Tais estudos foram aprovados pelo Conselho de Administração da CEMAR.

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa de imposto de renda (IR) e contribuição social (CS) debitada em resultado é demonstrada como segue:

	IR	CS
Lucro contábil antes do imposto de renda e da contribuição social	117.777	117.776
Alíquota fiscal	<u>25%</u>	<u>9%</u>
Imposto de renda e contribuição social:		
Pela alíquota fiscal	29.444	10.599
Adições:		
Despesas não dedutíveis	47.097	16.965
Exclusões:		
Reversões de provisões e diferimento de RTD e ativos regulatórios	(58.256)	(20.972)
Outros itens:		
Compensação de prejuízo fiscal e Base negativa	<u>(5.493)</u>	<u>(1.978)</u>
Imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício	<u>12.792</u>	<u>4.614</u>
Alíquota efetiva	<u>10.8%</u>	<u>0,04%</u>

Incentivo fiscal de Imposto de Renda

Em 25 de novembro e 21 de dezembro de 2005, a Agência de Desenvolvimento do Nordeste .- ADENE, que pertence ao Ministério de Integração Nacional, emitiu os Laudos Constitutivos nº 0289/2005 nº 0323/2005, respectivamente e que outorgam à CEMAR:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Laudo 0289 – 25% de redução do imposto de renda devido pela atividade desenvolvida no estado do Maranhão até janeiro de 2008, declinando este percentual para 12,5% a partir de 1 de janeiro de 2009 até 31 de dezembro de 2013.

Laudo 0323 – 75 de redução do imposto de renda devido pela atividade desenvolvida no estado do Maranhão até o final do ano calendário de 2015, incidente sobre o excedente a 57,14% da capacidade instalada do empreendimento no estado do Maranhão.

Esses incentivos impõem algumas obrigações e restrições:

- i. Cumprimento da legislação trabalhista e social e das normas de proteção e controle do meio ambiente;
- ii. Apresentação anual da declaração de rendimentos, indicando o valor da redução correspondente a cada exercício;
- iii. O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- iv. O valor deve ser contabilizado como reserva de capital, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo e/ou aumento do capital social;
- v. O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a produção na região incentivada; e
- vi. Apresentação anual, até 31 de dezembro de cada exercício, à ADENE de certidão de regularidade fiscal em relação aos tributos federais e da certidão negativa de débito para previdência social.

Para poder ser usufruído, os incentivos devem ser também, aprovados pela Receita Federal. Tais processos atualmente estão sob análise daquele Órgão.

(10) Investimento em companhia controlada e saldos com partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2005 e de 2004, as principais informações sobre os investimentos em participação societária e saldos e transações com partes relacionadas são como segue:

Em milhares de ações	Saldos em	
	2005	2004
Composição Acionária da		
- Ações Ordinárias	15.744.080.411	15.744.080.411
- Ações Preferencias – Classe A	123.923.178	123.923.178
- Ações Preferencias – Classe B	162.572.922	162.572.922
- Total de Ações	16.030.576.510	16.030.576.510

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em milhares de R\$

Patrimônio Líquido da controlada		
- Capital Social	155.000	667.118
- Resultado do Exercício	359.651	(31.074)
- Prêmio emissão debêntures	-	
(reserva		177.592
- Total	427.018	155.060

Participação da controladora

- Total de Ações	10.412.988.624	10.412.988.624
- Participação (%)	64.96%	64.96%

Movimentação conta de	2005	2.004
Saldo inicial	100.722	(131.271)
Integralização de capital (a)	-	99.438
Ganho de capital (b)	-	44.410
Equivalência patrimonial (d)	231.680	88.145
Dividendos declarados pela	(55.102)	-
Sub-Total	<u>277.300</u>	<u>100.722</u>

Agio (c)	249.732	259.488
(-) Amortização	(2.812)	(9.756)
	<u>246.920</u>	<u>249.732</u>
Saldo final	<u>524.220</u>	<u>350.454</u>

Saldos com controladores e		
- Dívida com acionistas (d)	-	69.437
- Dívida com Eletrobrás (e)	264.588	244.512
- Encargos dívida Eletrobrás -	(7.664)	(36.443)
FACEMAR (f)	27.412	25.136

- (a) Em 30 de abril de 2004 a COMPANHIA capitalizou na controlada (CEMAR) o montante de R\$ 99.437 sendo R\$ 69.437 referente ao contas a receber pela assunção de dívida da CEMAR junto à PPL (vide (d) abaixo). Na mesma data, a Eletrobrás, acionista minoritário da CEMAR, capiatizou o montante de R\$ 55 milhões, passando a deter na ocasião aproximadamente 35% do capital social da CEMAR. Devido a tal mudança, o percentual de participação que a COMPANHIA detinha na CEMAR passou de 89,59% para 64.96%.
- (b) Considerando que em 30 de abril de 2004 houve uma redução na participação que a COMPANHIA detinha na CEMAR (conforme descrito no item (a) acima), e que naquela data a CEMAR apresentava passivo a descoberto (oriundo de prejuízos acumulados), esta redução de participação nos referidos prejuízos acumulados, geraram ganho de capital para a COMPANHIA no montante de R\$ 44.411.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- (c) O custo histórico do ágio é originário da aquisição de 84,68% de participação na CEMAR, em 30 de junho de 2000 e 4,91% em 31 de agosto de 2001, totalizando R\$ 266.711 e R\$ 25.099, respectivamente.
- (d) Em 2004 inclui variação patrimonial correspondente ao prêmio de emissão de debêntures, contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido da CEMAR (Nota 14).
- (e) A CEMAR possui saldos em aberto com a sua acionista minoritária Eletrobrás (conforme descrito na Nota 15).
- (f) A CEMAR possui saldo em aberto com a Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR – FASCEMAR (conforme descrito nas Nota 15).
- (g) Outras informações sobre a controlada

Plano de Opção de Compra de Ações

Em 06 de dezembro de 2005, o Conselho de Administração da CEMAR aprovou o Plano de Opção de Compra de Ações da CEMAR, que foi ratificado pela AGE – Assembléia Geral Extraordinária de 23 de dezembro de 2005. O Conselho de Administração, em 30 de dezembro de 2005, também deliberou pela criação do Comitê de Administração para a gestão do referido Plano.

Estão habilitados a participar do mesmo os administradores e empregados da Companhia, na forma a ser definida pelo referido Comitê. O volume global oferecido é de até 3% (três por cento) das ações ordinárias emitidas atualmente pela Companhia, correspondendo a 495.791.026.118 ações ordinárias, ao preço de subscrição original de R\$0,01 por lote de 1.000 (mil) ações, corrigido pelo Índice Geral de Preços de Mercado divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (“IGP-M/FGV”), acrescido de juros de 8,0% a.a. (oito por cento ao ano), contados de maio de 2004 até a data do efetivo exercício das opções.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(11) ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	<i>Taxa Anual Média de depreciação</i>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Produção			
Imobilizado em Serviço		1.161	2.454
Depreciação Acumulada	4,92%	(864)	(1.950)
Imobilizado em Curso		<u>352</u>	<u>356</u>
		649	860
Distribuição – Linhas e Redes			
Imobilizado em Serviço		1.075.373	980.251
Depreciação Acumulada	4,23%	(464.890)	(423.958)
Imobilizado em Curso		<u>182.293</u>	<u>74.017</u>
		792.722	630.310
Comercialização			
Imobilizado em Serviço		6.749	7.378
Depreciação Acumulada	4,18%	(2.675)	(2.553)
Imobilizado em Curso		<u>2.583</u>	<u>416</u>
		6.657	5.241
Administração Central			
Imobilizado em Serviço		16.839	14.452
Depreciação Acumulada	7,93%	(7.190)	(5.897)
Imobilizado em Curso		<u>7.831</u>	<u>809</u>
		<u>17.480</u>	<u>9.364</u>
		817.508	645.775
Obrigações Vinculadas a Concessão			
Contribuições do Consumidor		(74.833)	(74.833)
Doações e Subvenções e Outras		(6.384)	(6.395)
Participação da União		(107.545)	(60.744)
		<u>(188.762)</u>	<u>(141.972)</u>
		628.746	503.803

b) Imobilizado em curso

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O saldo das imobilizações em curso está representado por obras em andamento, materiais em depósito e Adiantamento a fornecedores, nos montantes R\$162.327, R\$29.540 e R\$1.670 respectivamente (R\$31.555, R\$41.010 e R\$3.033, em 2004 respectivamente).

A CEMAR registrou em exercícios anteriores provisão para perda em obras paralisadas que montava a R\$ 2.837 em 2004. No exercício de 2005, após análise sobre a continuidade dessas obras, o montante total foi revertido em contrapartida à rubrica “ Despesas Não Operacionais”.

Do valor total dos materiais em depósito, o montante de R\$15.466 (R\$20.340 em 2004), representa material em depósito para atender as necessidades do Programa Luz para Todos e refere-se principalmente aos postes, transformadores, cabos, medidores, conversores de potência, dentre outros, para utilização nas obras em andamento ou para a manutenção da rede atual. Foi constituída uma provisão para perdas referente aos itens sem movimentação há mais de 180 dias, no montante de R\$ 534 (2004 - R\$1.601), registrada em contrapartida da rubrica “Despesas não Operacionais”.

c) Obrigações Vinculadas à Concessão

As contribuições dos consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução dos empreendimentos necessários ao atendimento dos pedidos de fornecimento de energia elétrica. As doações e subvenções em curso são representadas substancialmente pelos valores repassados pela ELETROBRAS para financiamento do Programa Luz para Todos, no montante de R\$ 107.332 em 31 de dezembro de 2005. A participação da União corresponde às verbas federais recebidas para a execução de empreendimentos elétricos vinculado ao Serviço Público de Energia Elétrica.

Em virtude de sua natureza, essas contas não representam obrigações financeiras e, dessa forma, não devem ser incluídas como exigibilidades para fins da determinação dos indicadores financeiros.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção e distribuição de energia elétrica, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A Resolução ANEEL n.º 20/99, de 03/02/99, regulamenta a desvinculação dos bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo a autorização prévia para desvinculação dos bens que deixam de ser útil à concessão, quando destinados à alienação.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em 31 de dezembro de 2005 e 2004, não havia bens que deixaram de ser úteis ou bens que requeressem provisão para perdas.

(12) FORNECEDORES

DESCRIÇÃO	2005	2004
Suprimento e Encargos de Conexão		
• ELETRONORTE	13.319	22.468
• CHESF	5.953	1.025
• COPEL	2.185	-
• Furnas Elétricas	7.230	-
• Cesp/Banco Itaú	1.857	-
• Outros	2.409	268
Energia de Curto Prazo	302	715
Uso do Sistema de Transmissão	5.694	7.122
Ressarcimento aos Geradores - Energia Livre	3.151	19.273
Materiais e Serviços	75.206	20.777
	117.306	71.648

Suprimento de energia

Em dezembro de 2005, terminam os contratos iniciais de fornecimento de energia contratados pela CEMAR junto a ELETRONORTE e a CEPISA, que representam uma aquisição de 932.112 GWh de energia. Entretanto, conforme o Decreto/Lei 5.163 de 30 de julho de 2004, que integra a nova legislação que regulamenta o setor elétrico, a CEMAR negociou novos Contratos para a Compra de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, conforme descrito abaixo:

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENERGIA CONTRATADA (MWh)	4.055.523	4.289.992	4.626.971	4.852.694	4.839.435	4.735.191	4.735.191	4.748.164	1.737.214	617.771
ELETRONORTE (Contrato inicial)	917.610	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.CEPISA (Contrato inicial)	14.502	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.CHESF (Leilão)	148.920	148.920	-	-	-	-	-	-	-	-
ELETRONORTE (Leilão)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LEILÃO - Aneel										
Produto 2005	2.922.632	2.922.632	2.922.632	2.930.639	2.922.632	2.922.632	2.922.632	2.930.639		
Produto 2006	-	1.110.517	1.110.517	1.113.560	1.110.517	1.110.517	1.110.517	1.113.560	1.110.517	
Produto 2007	-	-	405.307	406.418	405.307	405.307	405.307	406.418	405.307	405.307
Produto 2008	-	-	-	213.046	212.463	212.463	212.463	213.046	212.463	212.463
Proinfa	-	23.652	104.244	104.530	104.244	-	-	-	-	-
MCSD	51.859	51.859	51.859	52.001	51.859	51.859	51.859	52.001	-	-
MCSD 4%	-	32.412	32.412	32.501	32.412	32.412	32.412	32.501	8.926	-

Encargo de uso da rede elétrica

Em 1999, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica assinaram com as 15 empresas transmissoras de energia e o Operador Nacional do Sistema – ONS, órgão criado para conduzir o planejamento e a operação do sistema elétrico brasileiro, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, os quais as obrigam a pagar pelo uso dos ativos de transmissão, visto a interligação de todo o sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica.

(13) TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2005		2004	
	CIRCULANTE	LONGO PRAZO	CIRCULANTE	LONGO PRAZO
ISS	1.114	470	585	425
Encargos Sociais e outros	3.412	-	2.085	-
ICMS	19.953	197	14.842	304
Provisão de IR e CS	18.919	-	-	-
PIS e COFINS	7.342	-	18.341	-
REFIS/PAES (a)	4.800	-	4.800	4.698
	55.540	2.314	40.653	5.427

(a) Programa de Recuperação Fiscal – REFIS / Parcelamento Especial – PAES (“REFIS – II”)

Em 29 de novembro de 2000, a CEMAR ingressou no Programa de Recuperação Fiscal – REFIS. Esse programa visa à regularização dos créditos da União, dos tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal – SRF e pelo Instituto

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Nacional do Seguro Social – INSS, relativos aos fatos geradores ocorridos até 28 de fevereiro de 2000. O programa previu, e foram utilizados, os créditos tributários oriundos de prejuízos fiscais e da base negativa da contribuição social, para a liquidação dos valores correspondentes às multas e aos juros incluídos no programa, bem como a atualização monetária do saldo com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP. O pagamento da dívida fiscal apurada, no caso da CEMAR, estava sendo efetuado em 60 parcelas mensais desde março de 2000, segundo as regras do REFIS. Como garantia, em caso da exigibilidade da dívida com o REFIS, foram oferecidos os créditos oriundos das vendas da energia elétrica.

Em 30 de maio de 2003, através da Lei nº 10.684/03 (Parcelamento Especial –PAES), o Governo Federal permitiu um novo parcelamento em até 180 meses, para os débitos junto à Receita Federal, Procuradoria da Fazenda Nacional e Instituto Nacional do Seguro Social (INSS), vencidas até 28 de fevereiro de 2003, inscritos ou não na dívida ativa, mesmo em fase de execução fiscal ou que tenham sido objeto de parcelamento anterior, com correção mensal da TJLP. Neste sentido a CEMAR, em 31 de julho de 2003, ingressou nesse programa optando pelo parcelamento em 120 meses, incluindo os débitos fiscais, onde houve a desistência de processos judiciais e administrativos, conforme descrito a seguir:

	2005	2004
Saldo no início do exercício	9.498	11.439
Pagamentos no ano	(3.844)	(2.978)
Atualizações	793	1.037
Saldo no final do exercício	6.447	9.498
Circulante	4.800	4.800
Longo Prazo	1.467	4.698

Com o ingresso no Parcelamento Especial – PAES, a CEMAR assumiu determinadas obrigações conforme a legislação correspondente, dentre as quais se destacam:

- a autorização de acesso irrestrito, pela Secretaria da Receita Federal – SRF, às informações relativas à sua movimentação financeira;
- o acompanhamento fiscal específico, com o fornecimento periódico em meio magnético dos dados, inclusive os indicativos das receitas;
- o cumprimento regular das obrigações para com o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS e o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural – ITR; e

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- o pagamento regular das parcelas do débito consolidado, nos termos detalhados pela norma, bem como dos tributos e das contribuições vencidas a partir de 1º de março de 2003, em relação aos quais fica excluída qualquer outra forma de parcelamento.

A exclusão da pessoa jurídica do PAES implicará na exigibilidade imediata da totalidade do débito confessado e ainda não pago, e a automática execução da garantia prestada.

O valor da dívida da CEMAR constante do documento de dívida referente ao PAES inclui alguns valores já liquidados pela CEMAR, no montante aproximado de R\$12.049 em 31 de dezembro de 2005. A CEMAR vem efetuando os pagamentos mensais com base no valor total informado pelo Governo e já está tomando medidas judiciais para discussão da revisão do valor.

(14) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	2005			2004		
	Curto Prazo PRAZO		Longo Prazo	Curto Prazo		Longo Prazo
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
MOEDA ESTRANGEIRA						
Tesouro Nacional (i)	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292
Instituições financeiras						
	199	1.186	15.814	197	1.774	19.292

MOEDA NACIONAL

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

ELETROBRÁS (ii)	2.116	264.588		1	244.512
ELETRONORTE (iii)	18.839	145.231		18.024	155.516
Instituições Financeiras (iv)	7	5.228	283	10.412	7.345
	28.437	407.373	283	28.437	407.373
Empréstimos – dívida com a FASCEMAR (v)	3.173	24.239	87	1.109	23.940
Dívida com Acionista – Moeda nacional (nota 9)					69.437
Total de empréstimos e financiamentos	199	25.321	455.100	567	31.320
OUTRAS DÍVIDAS					
Dívida com Acionista – Moeda estrangeira					
Debêntures (vi)	6.263	17.458		6.785	23.165
TOTAL DA DÍVIDA	199	31.584	472.558	567	38.105

b) Sumário das principais operações:

- (1). O saldo com o Tesouro Nacional refere-se aos financiamentos dos contratos de médio e longo prazo e os juros devidos a bancos comerciais e outros credores estrangeiros, não depositados no Banco Central do Brasil, nos termos das Resoluções nº 1.541/88 e nº 1.564/89, do Conselho Monetário Nacional – CMN, que foram objeto de permuta por bônus emitido pela União. Esta dívida está garantida por receitas da CEMAR, provenientes do fornecimento de energia.
- (2). Os contratos com a ELETROBRÁS referem-se basicamente aos recursos para construção de linhas de transmissão e de subestações, para o Programa de Supervisão, Automação e Controle – SAC e ao Programa de Conservação de Energia. Os financiamentos estão garantidos por vinculação das receitas da CEMAR

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

e, em alguns casos, por notas promissórias. No segundo trimestre de 2004, a dívida foi negociada conforme descrito a seguir.

Os créditos oriundos dos contratos de empréstimos e financiamentos, no montante de R\$256 milhões foram renegociados no segundo trimestre de 2004 nas seguintes bases:

- Capitalização de R\$55 milhões, convertidos em aproximadamente 35% do capital social da CEMAR, representado por 35% das ações ordinárias e 35% das preferenciais, ao preço de R\$0,01 por lote de mil ações;
- Repactuação do saldo remanescente, no montante de R\$201 milhões (em valores de 31 de dezembro de 2003), para pagamento em um prazo de até 20 anos, mantidas predominantemente a remuneração e as garantias asseguradas nos instrumentos contratuais vigentes nessa data. Adicionalmente, até 31 de dezembro de 2008 a ELETROBRÁS poderá utilizar parte dos créditos em seu favor para aumentar a sua participação acionária na CEMAR, até o limite máximo de 40% do capital social da CEMAR. O preço estabelecido para este fim, será de R\$0,20 por lote de mil ações independentemente do valor patrimonial ou de mercado na ocasião. A ELETROBRÁS participa da administração da CEMAR através da indicação de um membro da Diretoria, dois membros do conselho de Administração e dois membros do Conselho Fiscal.

(3). O saldo da dívida com a ELETRONORTE

Fornecimento de energia :

Durante o 2º trimestre de 2004, as diferenças acumuladas relativas às faturas de junho a dezembro de 2001, relacionadas aos ajustes com o racionamento de energia adquirida para o período de janeiro a março de 2002 e as diferenças das faturas de abril a julho de 2002, acrescidas dos respectivos encargos, com saldo atualizado até 14 de abril de 2004 no montante de R\$120.256, foram objeto de renegociação, através do “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica”, celebrado em 9 de setembro de 1999, que estabeleceu:

- Pagamento em 7 de maio de 2004, do montante de R\$21.227, corrigido monetariamente pelo IGP-M e acrescido dos juros nominais de 12% a.a. pró-rata dia, vencível.
- O saldo remanescente de R\$99.029, está sendo corrigido monetariamente pelo IGP-M, acrescido dos juros nominais de 12% a.a., e pago em 60 parcelas mensais e sucessivas, calculadas pelo Sistema Francês de Amortização, com vencimento no dia 27 de cada mês, sendo o primeiro vencimento em 27 de maio de 2004.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Transferência de ativos:

Saldo oriundo da transferência dos ativos correspondentes às instalações integrantes de seu sistema de 230 KV (“Termo de Transferências de Bens, Direitos e Instalações por Dação em Pagamento Parcial e Repactuação da Forma de Quitação de Débitos Remanescentes”). A diferença entre o valor dos bens transferidos e o saldo devedor da CEMAR com a ELETRONORTE resultou numa obrigação, para a qual a CEMAR ofereceu como garantia a vinculação de até 25% de suas receitas. Em 31 de março de 2000 foi assinado um novo “Protocolo” e em 31 de janeiro de 2002, o “Primeiro Aditivo” assinado, que repactuaram a dívida, conforme descrito a seguir:

- Saldo devedor de R\$61.441, atualizados até 31 de dezembro de 2003 pela variação do IGP-M;
- Prazo de vencimento de 12 anos;
- Carência de 03 (três) anos de amortização do principal conforme cláusulas descritas no respectivo instrumento contratual “Termo de Ajuste e Obrigações”;
- Juros nominais de 12% a.a. mais a correção monetária pelo IGP-M.

(4). As operações com as instituições financeiras em moeda nacional correspondem aos empréstimos para capital de giro, garantidos por nota promissória e em alguns casos por recebíveis. Inclui, também, financiamento com o BNDES, conforme estabelecido no Acordo Geral do Setor Elétrico, visando à reposição financeira da perda de receita decorrente do racionamento de energia elétrica e no Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica – CVA. Os contratos com o BNDES foram liquidados em Dezembro de 2005. Os Bancos Credores da CEMAR, conjuntamente com os mencionados debenturistas, aderiram ao “Acordo”, assinado em 26 de março de 2004, e posterior “Aditivo” contratual, de 12 de abril de 2004, celebrado conjuntamente com a CEMAR e a SVM Participações e Empreendimentos Ltda., no qual os credores privados se comprometeram a subscrever com os seus créditos uma nova emissão de debêntures.

(5). Em 20 de março de 2001, foi repactuado o contrato de confissão de dívida entre a CEMAR e FASCEMAR – Fundação de Assistência e Segurança dos Servidores da CEMAR, cujo fato gerador foi a dívida que a CEMAR detinha junto à FASCEMAR,

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

proveniente das retenções e dos atrasos nos repasses de suas contribuições como patrocinadora da Fundação. Esse débito consolidado, em 31 de dezembro de 2005 corresponde ao montante de R\$27.412 (R\$25.136 em 2004), e está garantido por recebíveis da CEMAR. A dívida resultante deste contrato tem seu pagamento em 168 prestações mensais e consecutivas, desde abril de 2001, com incidência dos juros correspondentes a 102% do DI over extragrupo, calculado e divulgado diariamente pela CETIP.

(6). Vide Nota Explicativa 15.

c) Escalonamento das parcelas de empréstimos, financiamentos e debêntures vencíveis a longo prazo:

Em 31 de dezembro de 2005 os empréstimos, financiamentos e debêntures no longo prazo representam os montante de R\$472.558, e os seus vencimentos estão programados conforme descrito abaixo:

<u>Vencimento</u>	<u>2005</u>
2006	31.056
2007	40.100
2008	45.313
2009	47.213
Após 2009	308.876
Total	472.558

d) Composição por índice e moeda

- Em moeda estrangeira

<u>Moeda</u>	<u>Em US\$ 000</u>	<u>Variação 2005</u>	<u>Taxa de juros</u>
Dólar norte-americano	7.347	-8,27%	Entre LIBOR + 0,81% a.a. e 8% a.a.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em 31.12.05 7.347

Em 31.12.04 8.010

- Em moeda Nacional

<u>Indexador</u>	<u>Em R\$</u>	<u>Varição 2004</u>	<u>Taxa de juros</u>
IGP-M	385.036	1,2%	13,4% a 16,2% a.a.
FINEL	55.674	0,2%	9,4% a 14% a.a.
RGR	19.020	-	6,00% a.a.
CDI	27.412	19,0%	1,75% a 4.90% a.a.
Em 31.12.05	<u>487.142</u>		
Em 31.12.04	<u><u>491.179</u></u>		

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

d) Demonstrativo do Resumo das Renegociações das Dívidas com os Credores:

Descrição	Data da Assintaura	Objetivo	Vencimento Final	Encargos Financeiros Atuais	Saldo em 31.12.2005	Saldo em 31.12.2004
Eletrobrás					266.703	244.513
RES 150/00-2035/00	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	IGP-M + 13,4%aa	78.083	71.295
RES 150/00-2033/00	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	RGR + 6,8%aa	2.511	2.411
RES 150/00-2034/00	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 9,4%aa	41.217	38.883
ECF - 1510/97	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 14,0%aa	482	443
ECF - 1639/97	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 11,5%aa	5.724	5.331
ECF - 1645/97	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 13,6%aa	976	897
ECF - 1960/99	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2023	IGP-M + 4,0%aa	113.927	109.102
ECF - 1907/99	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 11,0%aa	810	757
ECF - 1908/99	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	FINEL + 9,4%aa	6.464	6.098
ECF - 1473/97	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/12/2015	RGR + 13,6%aa	193	178
ECOS - 027/04	2/6/2004	diretos das obras referento ao PLPT	30/12/2016	RGR + 6,0%aa	16.316	9.118
Eletronorte					164.071	173.540
Eletronorte - Protocolo	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/8/2015	IGP-M + 12,0%aa	83.139	75.891
Eletronorte - Suprimento	27/4/2004	Renegociação de Dívida	30/4/2009	IGP-M + 12,0%aa	80.932	97.649
Tesouro Nacional	12/5/1997	Renegociação de Dívida	11/4/2024	US\$ + (Libor/Sem+jrs)	17.198	21.263
Fascemar	20/3/2001	Renegociação de Dívida	2/3/2015	102%CDI	27.413	25.136
Debêntures 2ª Emissão	2/9/2004	Renegociação de Dívida	1/6/2009	Bônus + 12%aa	23.721	29.950
BNDES					-	13.208
BNDES - Acordo Setor	3/12/2003	Suprimentos de recursos	15/1/2006	SELIC + 1,0%AA	-	6.421
BNDES - CVA	3/11/2005	Suprimentos de recursos	15/9/2006	SELIC + 1,0%AA	-	6.787
Concórdia CVA	28/6/2004	Compra/Venda de Debêntures	30/12/2023	IGP-M + 12,0%aa	2.618	2.416
Fundo CCV	28/6/2004	Compra/Venda de Debêntures	30/12/2023	IGP-M + 12,0%aa	2.618	2.416
TOTAL DA DÍVIDA					504.341	512.442

e) Programa de Universalização de Acesso e Uso de Energia Elétrica na Zona Rural:

A ANEEL, através da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, alterada pelas Resoluções nº 52 de 25 de março de 2004 e 175, de 28 de novembro de 2005, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos municípios com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos a apenas novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 KW.

No período de janeiro a dezembro de 2005, a CEMAR investiu aproximadamente R\$ 116.210 no Programa de Universalização, interligando 40.136 novos consumidores ao seu sistema de distribuição.

Em função do impacto do Programa Luz para Todos nas metas do Plano de Universalização, e visando a antecipação do prazo da Universalização, a ANEEL, através da Resolução nº 175, de 28 de novembro de 2005, solicitou uma nova revisão das metas para o período de 2005 a 2006 e estabeleceu o prazo até 30 de dezembro de 2005 para as concessionárias apresentarem um novo cronograma.

A CEMAR, em dezembro de 2005, encaminhou à ANEEL o cronograma revisado para o Plano de Universalização, e aguarda o pronunciamento da mesma.

Programa Luz para Todos

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Luz para Todos, no âmbito do Programa de Universalização, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

O Programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

Em maio de 2004 foi firmado um termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Estado do Maranhão e a CEMAR com a interveniência da ANEEL e da ELETROBRÁS, para o estabelecimento das premissas relativas a implantação do programa Luz para Todos, na área de concessão da CEMAR, propiciando o atendimento de aproximadamente 249.000 novos consumidores no meio rural no período 2004-2008. Neste instrumento são definidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos.

A Portaria ANEEL nº 416, de 31 de agosto de 2005, aprovou a 2ª. Versão do Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades.

A CEMAR é signatária do Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 027/2004, assinado em 2 de junho de 2004, com a ELETROBRÁS, e seus aditivos ECFS 027-A/2004, ECFS 027-B/2004 e ECFS 027-C. Este contrato e seus

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

aditamentos prevêm o atendimento de 47.043 famílias. O valor total do contrato é de R\$231.620, que corresponde a 85% do valor total a ser aplicado no Programa. Os restantes 15%, no valor de R\$40.750, serão empregados com recursos próprios, e cobrirão os custos indiretos do Programa. Os recursos da ELETROBRÁS serão aplicados conforme demonstrado a seguir:

O montante equivalente a até 11,3% do custo total das respectivas obras, estimadas em R\$272.370, exclusive as despesas com mão-de-obra, transporte e administração próprios, serão obtidos através dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, o qual corresponde a abertura de um crédito no valor de R\$30.883.

O montante total equivalente a até 73,7% do custo total das respectivas obras, exclusive as despesas com mão-de-obra, transporte e administração próprios, serão obtidos através dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, o qual corresponde à concessão de um crédito no valor de R\$200.737, a título de subvenção econômica, conforme a Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003.

Até 31 de dezembro de 2005 a CEMAR já havia recebido R\$122,3 milhões equivalente ao montante de 53,3% destinado pela ELETROBRÁS ao Programa, sendo R\$163 milhões provenientes dos recursos da RGR e R\$106 milhões da CDE. A liberação dos 47,7% restante ocorrerá de acordo com a execução do Programa.

(15) DEBÊNTURES

As debêntures originalmente emitidas no montante de R\$150 milhões em junho de 2001, foram aplicadas na melhoria da estrutura de capital da CEMAR e destinaram-se ao financiamento do capital de giro e às inversões no programa de investimentos para a melhoria e a expansão dos serviços prestados pela CEMAR.

a) Características da primeira emissão das debêntures:

<u>Valor Nominal Unitário:</u>	R\$10.000,00
<u>Quantidade:</u>	15.000 debêntures.
<u>Espécie:</u>	Com garantia flutuante.
<u>Conversibilidade e Forma:</u>	Não conversível, nominativo escritural.
<u>Prazo e Data de Vencimento:</u>	60 meses, vencendo em 1º de junho de 2006.
<u>Juros Remuneratórios:</u>	100% da taxa média diária dos Depósitos Interfinanceiros – “Taxa DI”, expressa na forma

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

percentual ao ano, na base de 252 dias úteis, acrescida da sobretaxa de 1% (um ponto percentual) efetiva ao ano, na base de 252 dias.

b) Renegociação:

Em 25 de março de 2004, foi realizada a 13ª Assembléia Geral de Debenturistas – AGD da CEMAR, na qual os debenturistas presentes representando 99,6867% das 15.000 (quinze mil) debêntures em circulação deliberaram os seguintes assuntos:

- i) Os debenturistas presentes, que representavam conjuntamente 97,7068% das debêntures em circulação, aprovaram os termos do “Acordo de Subscrição de Debêntures e Outros Pactos” (“Acordo”) apresentadas pela SVM Participações e Empreendimentos Ltda., que ficou arquivado na sede do Agente Fiduciário, bem como re-ratificaram a proposta de reestruturação das dívidas da CEMAR aprovada nos termos da 8ª Assembléia Geral dos Debenturistas.
- ii) Os demais debenturistas Fundos Concórdia Multi Investimento Financeiro (Fundo – CCV) e a Concórdia S.A. Corretora de Valores Mobiliários, Câmbio e Commodities, que possuíam conjuntamente 2,6666% das debêntures em circulação, aceitaram ajustar os seus créditos em condições similares às disponibilizadas para a ELETROBRÁS e a ELETRONORTE, mediante acordo firmado com a CEMAR e a SVM Participações e Empreendimentos Ltda., conforme abaixo discriminado.

Neste contexto, foi aprovada na Assembléia Geral Extraordinária – AGE de 30 de abril de 2004, a emissão pública de 73.642 debêntures da CEMAR, com valor nominal de R\$ 1 mil cada, conversíveis em ações, com garantia flutuante. Tais debêntures foram emitidas em 16 de setembro de 2004, de acordo com a “Escritura da Segunda Emissão Pública das Debêntures Conversíveis em Ações e com Garantia Flutuante da CEMAR, com as seguintes características:

c) Características da primeira emissão das debêntures:

<u>Número da emissão:</u>	2ª emissão
<u>Série:</u>	Única
<u>Data da emissão:</u>	16/09/2004
<u>Quantidade:</u>	73.642 debêntures
<u>Valor Nominal:</u>	R\$ 1.000,00
<u>Montante Líquido da Emissão:</u>	R\$ 73.642.000,00

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

<u>Valor Nominal do Prêmio:</u>	R\$ 2.223,07
<u>Espécie:</u>	Com garantia flutuante
<u>Tipo de emissão:</u>	Simples
<u>Natureza da emissão:</u>	Pública
<u>Conversibilidade e forma:</u>	conversíveis em ações nominativa escritural
<u>Prazo e data de vencimento:</u>	60 meses vencendo a primeira parcela 30 dias após a data de emissão
<u>Atualização:</u>	de acordo com a variação da Taxa SELIC, no período de 29/02/2004 até a data da efetiva integralização
<u>Juros:</u>	12% ao ano, a partir da data da integralização

A dívida relativa ao item b (i) acima, consolidada e atualizada de acordo com a variação da "Taxa SELIC" no período de 29 de fevereiro de 2004 até a data da subscrição da 2ª emissão de debêntures, era de R\$ 1.084 para o valor nominal unitário; e de R\$ 2.411 para o respectivo valor do prêmio de emissão, perfazendo um total de R\$ 3.496 por debênture, e foi utilizada para aquisição das novas debêntures, ficando os créditos originalmente detidos pelos subscritores extintos.

O montante total de R\$ 177.592, correspondente ao prêmio de emissão das debêntures, foi contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido em 2004.

d) Acompanhamento dos *covenants* das Debêntures Conversíveis em Ações

As debêntures emitidas pela CEMAR em 2004 possuem os seguintes *covenants*:

1º Covenant: Quociente resultante da divisão do PASSIVO ONEROSO LÍQUIDO pelo LAJIDA ANUAL superior a 4,5 (quatro e meio)

2º Covenant: Quociente resultante da divisão do LAJIDA ANUAL pelas DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS inferior a 1,5 (um e meio).

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Covenants - Debêntures CEMAR

R\$ mil		1T2005	2T2005	3T2005	4T2005
		mar/05	jun/05	set/05	dez/05
Dívida Bruta		512.014	506.405	501.580	503.982
(-) Dívida com BNDES		(2.192)	(3.824)	(2.145)	-
(-) Dívida com Eletrobrás		(111.616)	(112.726)	(111.905)	(113.927)
= Passivo Oneroso		398.206	389.855	387.530	390.055
(-) Disponibilidades		(111.444)	(95.697)	(109.560)	(155.084)
(-) Baixa Renda a Receber		(7.806)	(8.204)	(7.207)	(9.167)
= Passivo Oneroso Líquido	A	278.956	285.954	270.763	225.804
Resultado do Serviço		23.956	26.146	36.652	54.989
Depreciação		10.807	10.831	10.924	16.314
LAJIDA		34.763	36.977	47.576	71.303
Despesas Não Recorrentes		7.711	7.256	6.878	(13.489)
Contingências		300	1.234	2.674	61
Despesas com Reestruturação		1.932	1.129	1.252	1.547
Provisão para Devedores Duvidosos		(13.187)	(16.163)	(6.014)	(18.018)
Perdas com Créditos Incobráveis		16.791	19.941	8.732	3.232
Despesa com Revisão Tarifária		1.875	1.115	234	(311)
LAJIDA Ajustado Trimestral		42.474	44.233	54.454	57.814
LAJIDA Ajustado Anual	B	140.132	159.759	182.023	198.976
Desp. Fin. Líquida Trimestral		7.519	7.835	7.399	2.267
Desp. Fin. Líquida Anual	C	25.693	27.586	29.827	25.020
1º Covenant: $\leq 4,5$	(A / B)	2,0	1,8	1,5	1,1
2º Covenant: $\geq 1,5$	(B / C)	5,5	5,8	6,1	8,0

O não cumprimento destes *covenants* acarretará no vencimento antecipado das debêntures. Durante os exercícios de 2005 e 2004 a CEMAR manteve-se dentro dos limites estipulados nos *covenants*.

(16) PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

a) Considerações Gerais e composição

Destinada à cobertura de eventuais perdas, avaliadas como prováveis pelo departamento jurídico da CEMAR e por assessores externos, com valor estimado em 31 de dezembro de 2005, para as causas trabalhistas, tributárias e cíveis, nas instâncias administrativa e judicial. A administração considera

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

que a provisão para contingências é suficiente para cobrir perdas prováveis no curso das ações em andamento, conforme composição abaixo:

Natureza da Ação	2.005		2.004	
	Valor das causas	Depósitos Judiciais	Valor das causas	Depósitos Judiciais
Cíveis e Tributárias	47.883	5.873	61.715	10.963
Trabalhistas	6.052	3.399	3.946	2.040
	53.935	9.272	65.661	13.003

Trabalhistas

Ações movidas por ex-empregados contra a CEMAR, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

Cíveis e Tributárias

- Em dezembro de 2005 a CEMAR efetuou um acordo com o Delta National Bank & Trust CO. of New York, referente a ação interposta pelo mesmo contra a CEMAR, na qual o mencionado Banco pleiteava uma indenização por uma fração do empréstimo não pago, além de uma compensação por uso da garantia (ELETS). A CEMAR havia provisionado o montante de R\$ 14.000 e conforme o acordo firmado deverá pagar a quantia de R\$ 12.000. Dessa forma, o valor a pagar foi transferido para a rubrica "Outros" no passivo circulante e a diferença, no valor de R\$ 2.000, foi revertida no resultado do exercício na rubrica "Outras Despesas".
- Ação de Prestação de Contas de Taxa de Iluminação Pública – TIP, interposta pela Prefeitura do Município de São Luís contra a CEMAR, visando receber os valores decorrentes da arrecadação e questionando o repasse e os investimentos feitos no parque de iluminação pública da cidade. Em paralelo, a CEMAR interpôs ação similar, cujos feitos tramitam em apenso no cartório para decisão única. A perita oficial já apresentou laudo contábil e as partes se pronunciaram sobre os documentos por ela apresentados, aguardando o início da fase de instrução. Tramitam no Tribunal diversos recursos, dos quais um agravo julgado procedente deu a CEMAR o direito de ter sua prestação de contas avaliada pelo judiciário. Desta forma, a administração da CEMAR constituiu uma provisão no montante de R\$19.500 em 31 de dezembro de 2005 (R\$21.000 em 2004).

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Além das perdas provisionadas acima, existem outras contingências cíveis monitoradas pela Administração, com base na avaliação do Departamento Jurídico da CEMAR e seus assessores externos, cuja possibilidade de perda é avaliada como possível (R\$27.116) ou remota (R\$11.536) e desta forma nenhuma provisão sobre as mesmas foi contabilizada.

A CEMAR está sujeita às leis de preservação ambiental e aos respectivos regulamentos nas esferas Federal, Estadual e Municipal. A CEMAR, considera que a exposição aos riscos ambientais, baseada na avaliação dos dados disponíveis, no atendimento às leis e aos regulamentos aplicáveis, não apresenta impacto relevante em suas demonstrações financeiras ou no resultado de suas operações.

(17) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social

Em 31 de dezembro de 2005 o capital social da COMPANHIA é de R\$320.541 (R\$566.861 em 2004), estando representado por:

	2005 e 2004
	<u>Quantidades de ações</u>
Ações Ordinárias Nominativas	283.430.937
Ações Preferenciais Nominativas	283.430.936
TOTAL DE AÇÕES	566.861.873

Cada ação ordinária dá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais. As ações preferenciais não terão direito a voto nas Assembléias Gerais da COMPANHIA, porém seus detentores possuirão prioridade na distribuição dos dividendos mínimos e obrigatórios.

Aos Acionistas está assegurado um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação em vigor e deduzido das destinações determinadas pela Assembléia Geral.

Destinação do Lucro

Em cumprimento às determinações da Lei 6.404/76, a Administração está propondo a destinação do resultado do exercício da seguinte forma:

Reserva Legal - 5%

Dividendos - 25%

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Reserva de lucros a realizar

Dividendos

Aos acionistas está assegurado um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação em vigor e deduzido das destinações determinadas pela Assembléia Geral.

Os dividendos foram calculados conforme se segue:

Lucro líquido do exercício	228.846
(-) Reserva legal	<u>(11.442)</u>
Base de cálculo	217.404
Dividendos propostos – 25%	<u>54.351</u>

Reserva de Lucros a realizar

Conforme previsto na Lei 6.404/76, baseada no resultado de equivalência patrimonial do exercício, a Administração está propondo a destinação do resultado do exercício após a reserva legal e dividendos para Reserva de Lucros a Realizar.

Outras movimentações

Em 31 de outubro de 2005 os acionistas aprovaram o resgate do Bônus de Subscrição, registrado em reserva de capital, no valor de R\$30.000, tendo este montante na mesma data sido convertido em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital. Estes recursos serão convertidos em capital tão logo a proposta de reestruturação societária (nota 23) tenha sido aprovado.

Em 30 de dezembro de 2005, foi aprovada a utilização dos créditos detidos pelo antigo acionista controlador contra a COMPANHIA, no valor de R\$69.437, para a absorção de prejuízos acumulados. Adicionalmente, na mesma data foi aprovada a redução do capital para a absorção de parte dos prejuízos acumulados de exercício anteriores da COMPANHIA, no valor de R\$246.320.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(18) REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Durante o exercício de 2005, os administradores da CEMAR perceberam remuneração a título de honorários, no montante de R\$4.332 contabilizados como despesas com pessoal e administradores no consolidado (R\$1.499 em 2004).

(19) FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento e do suprimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é a seguinte:

	2005			2004		
	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$ mil	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$ mil
Residencial	1.080.495	1.127.170	342.445	1.005.470	1.045.760	274.696
Industrial	9.262	441.741	109.206	8.866	424.329	87.740
Comercial	94.176	552.358	192.125	87.451	505.753	154.376
Rural	54.119	108.038	21.929	44.046	92.856	16.663
Poder Público	14.310	188.401	65.783	13.512	170.033	51.793
Iluminação Pública	423	179.729	33.338	335	167.200	27.237
Serviço Público	1.336	190.321	45.557	1.329	182.067	36.893
Consumo Próprio	278	5.001	-	274	5.192	-
Suprimento						
- MAE e CEPISA			1.092			1.653
- Baixa Renda			46.241			44.252
- RTE			(19.179)			(22.970)
Enc. Capacidade Emergencial			13.113			20.719
Outras			11.033			13.126
RTD			21.502			-
Subtotal	1.254.399	2.792.759	884.185	1.161.283	2.593.190	706.178
ICMS			(125.964)			(96.740)
TOTAL GERAL	1.254.399	2.792.759	758.221	1.161.283	2.593.190	609.438

(*) Informações não auditadas.

(20) ENTIDADE DE PREVIDENCIA PRIVADA

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

a) Características do Plano de aposentadoria

A CEMAR é patrocinadora da Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR - FASCEMAR, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela previdência oficial. O plano previdenciário adotado pela FASCEMAR é o do Benefício Definido e, na qualidade de patrocinadora, a CEMAR contribui com uma parcela mensal proporcional à dos participantes da FASCEMAR. No exercício de 2005, esse valor importou em R\$1.933 (R\$1.930 em 2004). O regime atuarial para a determinação do custeio é o da capitalização e contribuição devida pela CEMAR é de 6,33% da remuneração total da folha dos seus empregados participantes da FASCEMAR (4,68% contribuição normal e 1,65% contribuição amortizante). A contribuição dos Participantes Ativos é de 4,68% da remuneração total apurada em folha, e a contribuição exclusiva para os Participantes Assistidos é da ordem de 3,42% incidentes sobre os benefícios pagos.

b) Obrigações da Patrocinadora

Nos termos dos artigos 12, item 1 do Estatuto e 40 e 41 do Regulamento Interno da FASCEMAR, é de responsabilidade da Patrocinadora o aporte dos recursos necessários à prestação dos benefícios que correspondam ao tempo de serviço vinculado à Previdência Oficial e que seja anterior à data de inscrição dos seus empregados na Fundação.

A CEMAR mantém saldo para fazer face às obrigações com a patrocinadora, em seu exigível de longo prazo, no montante de R\$11.019 (R\$10.167 em 2004), que reflete os efeitos da Deliberação CVM nº 371, comentada a seguir.

c) Deliberação CVM nº 371 - Contabilização dos Planos de Pensão

De acordo com a Deliberação CVM nº 371 de 13 de dezembro de 2000, a partir do exercício de 2001 as empresas de capital aberto necessitam incluir em suas demonstrações financeiras os passivos oriundos dos benefícios aos quais os empregados têm direito, com base nas regras estabelecidas no pronunciamento NPC 26 do IBRACON.

Conforme alternativa prevista pelo citado normativo, a CEMAR optou pelo reconhecimento do passivo (item (c) acima) nos resultados pelo período de 5 anos, a partir de 2002, ou pelo tempo médio de serviço ou de vida remanescente dos empregados se estes forem menores. A CEMAR contratou a empresa ATEST – Atuária e Estatística LTDA, para a realização da Avaliação Atuarial dos benefícios

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

oferecidos aos seus empregados quando da aposentadoria, efetuada com base na Unidade de Crédito Projetada – UCP. Apresentamos a seguir as informações requeridas pela Deliberação CVM 371/00, obtidas com base no relatório dos atuários independentes:

Avaliação dos Ativos/(Passivos)	2005	2004
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(124.068)	(135.953)
Valor justo dos ativos	<u>97.384</u>	<u>89.000</u>
Valor do custo do serviço passado	26.684	46.935
Valor líquido das perdas não reconhecidas	(9.427)	(9.379)
Obrigações atuariais reconhecida no balanço	<u>(29.488)</u>	<u>(35.303)</u>
Passivo líquido a ser reconhecido no resultado dos próximos dois exercícios (2003 – três exercícios)	<u>(6.624)</u>	<u>(2.271)</u>
Despesa prevista	2006	2005
Custo do serviço corrente	2.956	2.780
Custo dos juros	12.705	13.922
Rendimento esperado do ativo do plano	(9.972)	(9.114)
Amortização do custo do serviço passado	6.624	6.624
Contribuição do empregado	<u>(1.293)</u>	<u>(1.432)</u>
Total	<u>11.020</u>	<u>12.780</u>

Premissas atuariais (em 2005 e 2004)

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Hipóteses Econômicas

Taxa de desconto e de retorno esperado dos ativos	11,89 % a.a.
Crescimentos salariais futuros	1,00 % a.a.(6,08% em 2004)
Inflação e crescimento dos benefícios da previdência social	4,0 % a.a.
Fator de capacidade de salários e benefícios	98 %

Hipóteses Demográficas

Tábua de Mortalidade	AT 49 (em 2004, GAM 1971 modificada)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	IAPB-55(em 2004, RRB 1944)
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Media (2m 2004, RRB 1944)
Tábua de Rotatividade – Somente 2003.	Experiência da Towers
Idade de Aposentadoria	Primeira idade com direito ao benefícios integral
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	95%
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos

(21) SEGUROS (Não Auditado)

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela CEMAR está demonstrado a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância Segurada	Prêmio (1)
Riscos Nomeados – Subestações e Estoques	31/12/2006	93.692,9	265,4
Responsabilidade Civil Geral – Operações	31/12/2006	1.000	83,6

(1) os valores não incluem IOF (7%) e custo da apólice

Os seguros da CEMAR são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica.

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(22) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Comissão de Valores Mobiliários - CVM, através da Instrução n.º 235, de 23 de março de 1995, que estabeleceu os mecanismos para a divulgação, em nota explicativa, das considerações dos fatores de risco da CEMAR e do valor de mercado dos instrumentos financeiros reconhecidos ou não nas demonstrações contábeis.

Por ser uma holding de investimentos, os principais riscos da COMPANHIA estão relacionados à performance de sua investida, conforme detalhado abaixo.

Controlada

A CEMAR tem como atividade o fornecimento de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Maranhão. Seus principais fatores de riscos são:

- Risco de Crédito: Os altos valores, bem como as idades dos recebíveis dos órgãos públicos, constituem um risco para a liquidez e para a estrutura de capital da CEMAR. A administração acompanha as situações em aberto e registra provisões para os casos necessários de acordo com a orientação da ANEEL;
- Risco de Mercado: Conforme regulamentação do Decreto Lei nº 5.163 de 30 de junho de 2004, a CEMAR deverá adquirir energia necessária para atender o seu mercado em 100% de cobertura contratual, através de contratos existentes (inicial e leilão de 2002) e leilão do ambiente regulado. Desta maneira, a configuração do mercado de energia, principalmente relativo a um eventual acréscimo na demanda no período de 2005 a 2006, representa um risco para a CEMAR. Adicionalmente, deve ser observado o contexto atual dos valores a receber em decorrência das transações no CCEE.
- Risco de Taxa de Juros: Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer “swap” contra este risco. Porém, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam a sua opção por taxas flutuantes.

- Risco de Vencimento antecipado: A CEMAR possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.
- Risco quanto à escassez de energia: A energia adquirida e vendida pela CEMAR é basicamente gerada por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode reduzir o volume de água dos reservatórios das usinas e resultar em perdas em função do aumento de custo na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento. Devido ao nível atual dos reservatórios, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS, não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

A valorização, dos principais instrumentos financeiros são as seguintes:

ATIVO:
Disponibilidade e
Contas a receber Os valores de tais instrumentos aproximam-se do valor de mercado devido aos seus vencimentos de curtíssimo prazo.

PASSIVO:
Empréstimos e
Financiamentos Estas operações de crédito no país e no exterior estão atualizadas pelas suas moedas de origem até a data do balanço, seus encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31.12.05, tanto para o mercado interno quanto para o externo.

(23) PROPOSTA DE REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

Em 12 de dezembro de 2005 a COMPANHIA entrou com um pedido de anuência prévia na ANEEL para a implementação de um plano de reestruturação societária, o qual contempla a alienação das ações representativas de 50% do capital votante e 46,25% do capital social da CEMAR para o Pactual Latin America Power Fund Ltd., fundo gerido por subsidiária integral do Banco Pactual S.A., (“Fundo Pactual”), pelo valor total de R\$87.500, à vista, equivalente ao preço de R\$0,0182 (em R\$) por 1.000 (mil) ações de emissão da CEMAR. Caso a operação seja aprovada pela ANEEL, o controle indireto da CEMAR será compartilhado entre fundos administrados pela GP Investimentos e o Fundo Pactual, mediante celebração de acordo de acionistas. A COMPANHIA estendeu à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS o

99999-9 EQUATORIAL ENERGIA S.A.

03.220.438/0001-73

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

direito de venda conjunta de suas ações na CEMAR, mas a ELETROBRÁS optou por não exercer este direito.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

VERIFICAÇÃO DE ERROS

GRUPO	QUADRO	CAMPO	TIPO DE ERRO	DESCRIÇÃO DO ERRO
-------	--------	-------	--------------	-------------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 99999-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL EQUATORIAL ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 03.220.438/0001-73
---------------------------	---	--------------------------------

ÍNDICE

GRUPO	QUADRO	DESCRIÇÃO	PÁGINA
01	01	IDENTIFICAÇÃO	1
01	02	SEDE	1
01	03	DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)	1
01	04	REFERÊNCIA DO DFP	1
01	05	COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL	2
01	06	CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA	2
01	07	SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS	2
01	08	PROVENTOS EM DINHEIRO	2
01	09	DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	2
02	01	BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO	3
02	02	BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO	4
03	01	DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	6
04	01	DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS	8
05	01	DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/12/2005 A 31/12/2005	10
05	02	DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/12/2004 A 31/12/2004	11
05	03	DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/12/2003 A 31/12/2003	12
06	01	BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO	13
06	02	BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO	14
07	01	DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO	16
08	01	DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS	18
09	01	PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA	20
10	01	RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO	26
11	01	NOTAS EXPLICATIVAS	59
		VERIFICAÇÃO DE ERROS	104