PROSPECTO DEFINITIVO DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA SECUNDÁRIA DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE EMISSÃO DA

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

Companhia Aberta de Capital Autorizado
CNPJ/MF n.º 02.474.103/0001-19
Rua Antônio Dib Mussi n.º 366
88015-110 - Florianópolis – SC

71.000.000 Ações Ordinárias
Código ISIN das Ações Ordinárias: BRTBLEACNOR2

Preço de Venda: R$ 13,00 por Ação Ordinária.
Valor da Distribuição: R$ 923.000.000,00

Suez Energy South America Participações Ltda. ("SESA") e BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR" e, em conjunto com a SESA, os "Acionistas Vendedores") estão ofertando 71.000.000 Ações Ordinárias, sendo 66.000.000 de Ações objeto da oferta inicial e 5.000.000 de Ações Ordinárias ofertadas pela SESA de acordo com o artigo 14 parágrafo 2º da Instrução CVM 400. Das 66.000.000 Ações Ordinárias inicialmente ofertadas, 50.000.000 Ações são de titularidade da SESA e 16.000.000 Ações de titularidade da BNDESPAR ("Ações" ou "Ações Ordinárias") de emissão da Tractebel Energia S.A. ("Companhia"), todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, por meio de distribuição pública secundária, em mercado de balcão não-organizado, a ser realizada no Brasil, sob coordenação do Banco UBS S.A., na qualidade de Coordenador Líder e *Joint Bookrunner*, do Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de Coordenador e *Joint Bookrunner*, e do Banco J.P. Morgan S.A., na qualidade de Coordenador, sujeita à registro na CVM e conforme os procedimentos previstos na Instrução CVM 400, e com esforços de venda das Ações de titularidade exclusiva da SESA no exterior ("Oferta"), com base nas isenções de registro previstas pela *Rule 144A* e *Regulation S*, ambas do *Securities Act*.

A quantidade total de Ações Ordinárias poderá ser acrescida de lote suplementar de até 9.900.000 ações, equivalentes a até 15% das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas ("Ações do Lote Suplementar"), conforme Opção de Ações do Lote Suplementar outorgada pelos Acionistas Vendedores aos Coordenadores, a ser exercida pelo Coordenador Líder, para a aquisição das Ações do Lote Suplementar, a qual será destinada exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado pelos Coordenadores no decorrer da Oferta e serão adquiridas nas mesmas condições e preço das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas. A Opção de Ações do Lote Suplementar poderá ser exercida pelo Coordenador Líder no prazo de até 30 dias a contar da data da publicação do Anúncio de Início. O Preço por Ação será fixado após a efetivação dos pedidos de reserva e a finalização do Procedimento de *Bookbuilding*, a ser conduzido pelos *Joint Bookrunners*. Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar, a quantidade de Ações Ordinárias inicialmente ofertadas foi, a critério da SESA em decisão conjunta com os *Joint Bookrunners*, aumentada em 5.000.000 Ações Adicionais, quantidade esta que não excedeu 10% do total das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas pela SESA, compreendendo ações de titularidade exclusiva da SESA, conforme dispõe o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400.

Os Investidores Não-Institucionais puderam condicionar sua adesão à Oferta à colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas ou de no mínimo 58.000.000 Ações, equivalente à 87,9% das Ações inicialmente ofertadas ("Quantidade Mínima de Ações").

	Preço (R$)	Comissões [1]	Recursos Líquidos [2]
Por Ação Ordinária[3]	13,00	0,26	12,74
Total[3]	923.000.000,00	18.460.000	904.540.000,00

[1] Sem considerar o exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar.
[2] Sem dedução das despesas da Oferta.
[3] Sem considerar a Comissão de Incentivo de até 0,60% que poderá ser paga após a conclusão da Oferta.

A realização da Oferta foi aprovada pelos sócios da SESA em reunião realizada em 14 de novembro de 2005 e pela Diretoria da BNDESPAR, por meio da decisão nº Dir. 095/2005 – BNDESPAR, de 27 de outubro de 2005. O Preço por Ação foi aprovado pelos sócios da SESA em reunião realizada em 07 de dezembro de 2005. No caso da BNDESPAR, a aprovação do Preço por Ação ocorreu na data do encerramento do Procedimento de Bookbuilding, por aprovação de sua Diretoria.

As Ações Ordinárias são negociadas na BOVESPA sob o código "TBLE3".

Registro da Oferta na CVM: CVM/SRE/SEC/2005/017, em 8 de dezembro de 2005.

"O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da Companhia emissora, bem como sobre as Ações a serem distribuídas."

"Os administradores da Companhia, dos 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 Ações Ordinárias. Ao decidir por adquirir as Ações Ordinárias, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da condição financeira da Companhia, de suas atividades e dos riscos decorrentes do investimento nas Ações. **Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco" para discussão de certos fatores de risco que devem ser considerados com relação à aquisição das Ações.**

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

Coordenador Líder e *Joint Bookrunner*

Coordenador *e Joint Bookrunner*

Coordenador

Coordenadores Contratados

A data deste Prospecto Definitivo é 7 de dezembro de 2005.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO

- Definições....2
- Glossário de Termos Técnicos....10
- Sumário da Companhia....14
- Sumário da Oferta....19
- Resumo das Demonstrações Financeiras....22
- Informações Relativas à Oferta....28
- Identificação de Administradores, Consultores e Auditores....41
- Informações Cadastrais da Companhia....44
- Apresentação das Demonstrações Financeiras....45
- Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro....47
- Fatores de Risco....48
- Destinação dos Recursos....61

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Capitalização....63
- Informações Financeiras Selecionadas....64
- Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais....71
- Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro....99
- Atividades da Companhia....121
- Administração....150
- Principais Acionistas e Acionistas Vendedores....157
- Operações com Partes Relacionadas....159
- Informações sobre o Mercado e os Títulos e Valores Mobiliários Emitidos....161
- Descrição do Capital Social....165

3. ANEXOS

- Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto....180
- Estatuto Social....183
- Informações Anuais relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2004 (somente as informações não constantes deste Prospecto)....192

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

- Balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia S.A., levantados em 31 de dezembro de 2004 e 31 de dezembro de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, elaboradas especialmente para fins da presente Oferta e respectivo parecer dos auditores independentes....200
- Demonstrações Financeiras da Tractebel Energia S.A. relativas aos períodos encerrados em 30 de setembro de 2004 e de 2005 elaboradas especialmente para fins da presente Oferta e respectivo relatório de revisão especial dos auditores independentes....248

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

1. INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Sumário da Companhia
- Sumário da Oferta
- Resumo das Demonstrações Financeiras
- Informações relativas à Oferta
- Identificação de Administradores, Consultores e Auditores
- Informações Cadastrais da Companhia
- Apresentação das Demonstrações Financeiras
- Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro
- Fatores de Risco
- Destinação dos Recursos

DEFINIÇÕES

Os termos indicados abaixo terão o significado e eles atribuídos para fins do presente Prospecto.

Acionistas Vendedores	Suez Energy South América Participações Ltda. e BNDES Participações S.A. – BNDESPAR.
Ações ou Ações Ordinárias	Ações ordinárias de emissão da Tractebel Energia S.A. objeto da presente Oferta, de titularidade dos Acionistas Vendedores.
Ações Adicionais	Quantidade de Ações equivalente a 5.000.000 Ações que, conforme dispõe o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, foram acrescidas à Oferta, a critério da SESA e dos *Joint Bookrunners*.
Ações do Lote Suplementar	Ações do Lote suplementar de Ações equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas.
AES Sul	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
Agentes Internacionais	UBS Securities LLC, Itaú Securities Inc. e J.P. Morgan Securities Inc.
ANA	Agência Nacional de Águas.
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento.
Anúncio de Início	O Anúncio de Início de Distribuição Pública Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da Tractebel Energia S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
Banco Central	Banco Central do Brasil.
Banco Clássico	Banco Clássico S.A.
Banco Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
JPMorgan	Banco J.P. Morgan S.A.
Banco UBS	Banco UBS S.A.
BM&F	Bolsa de Mercadorias e Futuros.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.
BNDESPAR	BNDES Participações S.A. – BNDESPAR.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.

BRDE	Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul.
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica.
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC.
CEM	Companhia Energética Meridional – CEM, sociedade controlada pela Tractebel Energia S.A.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais.
CESP	Companhia Energética de São Paulo.
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental.
CETIP	Câmara de Custódia e Liquidação.
CIEN	Companhia de Interconexão Energética – CIEN.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Companhia	Tractebel Energia S.A.
Consórcio Itá	Consórcio constituído em 29 de agosto de 1995, pela Companhia e pela Itá Energética S.A., para construção e exploração do potencial hidráulico da UHE Itá, empreendimento hidroelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai, para produção de energia elétrica, a ser comercializada e utilizada pelas sociedades consorciadas de acordo com o regime de produção independente.
Consórcio Machadinho	Consórcio constituído em 15 de janeiro de 1997 entre as seguintes empresas: Tractebel, CELESC, CEEE, Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Cimento Rio Branco S.A., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, para fins de produção de energia elétrica por meio do aproveitamento do potencial hidráulico da UHE Machadinho.
Contrato de Distribuição	Instrumento Particular de Contrato de Distribuição de Ações de Emissão da Tractebel Energia S.A., celebrado em 07 de dezembro de 2005, entre a Companhia, Suez Energy South America Participações Ltda., BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, Banco UBS S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco J.P. Morgan S.A. e Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

Controladas	As seguintes empresas são controladas pela Companhia: Tractebel Energia Comercializadora Ltda., Companhia Energética Meridional – CEM, Lages Bioenergética S.A, Itá Energética S.A. – ITASA (controlada em conjunto).
Coordenador Líder	Banco UBS S.A.
Coordenadores	*Joint Bookrunners* e Banco J.P. Morgan S.A.
Coordenadores Contratados	Banco Santander Brasil S.A. e Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
COPEL	Companhia Paranaense de Energia – Copel.
Corretoras Consorciadas	Denominação atribuída às sociedades corretoras membros da BOVESPA, subcontratadas pelos Coordenadores, para fazer parte do esforço de colocação das Ações exclusivamente perante Investidores Não-Institucionais.
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz.
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz.
CPMF	Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Data de Liquidação	13 de dezembro de 2005, ou seja, o último dia do Período de Colocação.
Dólar	Dólar dos Estados Unidos da América.
Duke Paranapanema	Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.
Eleja	Elétrica Jacuí S.A.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Eletroger	Eletrobrás Geração S.A., companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobrás, em 1998.
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
Enersul	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
FATMA	Fundação do Meio Ambiente, do Estado de Santa Catarina.
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente, do Estado do Rio de Janeiro.
FEPAM	Fundação Estadual de Proteção Ambiental, do Estado do Rio Grande do Sul.
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.

Gerasul	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A., subsidiária regional da Eletrobrás que teve origem na cisão parcial da Eletrosul, em dezembro de 1997, tendo sido privatizada no ano de 1998. Antiga denominação da Tractebel Energia S.A.
Governo Federal	Governo Federal da República Federativa do Brasil.
Grupo Suez	Grupo de empresas com origem na França, com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, com foco nos setores de energia e meio ambiente. Integram o Grupo Suez, dentre outras sociedades, Suez Tractebel Sociètè Anonyme, Suez Energy South América Participações Ltda. e Tractebel Energia S.A.
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
IFRS	*International Financial Reporting Standards*.
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
IMAP	Instituto de Meio Ambiente Pantanal, do Estado de Mato Grosso do Sul.
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor.
INPI	Instituto Nacional de Propriedade Industrial.
Instrução CVM 400	Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003.
Instrução CVM 409	Instrução da CVM n.º 409, de 18 de agosto de 2004.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores, Coordenadores Contratados e Corretoras Consorciadas.
Investidores Institucionais	Investidores pessoas físicas, jurídicas e clubes de investimento cujos valores de investimento excedam o valor máximo estabelecido para a Oferta de Varejo, fundos, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, condomínios destinados à aplicação em carteira de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BOVESPA, seguradoras, entidades de previdência complementar e investidores residentes no exterior que invistam no Brasil segundo as normas da Resolução nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, do Conselho Monetário Nacional, e da Instrução nº 325, de 27 de janeiro de 2000, da CVM, incluindo-se os Investidores Institucionais Estrangeiros.

Investidores Institucionais Estrangeiros	Investidores institucionais residentes e domiciliados nos Estados Unidos, com base na isenção de registro prevista pela *Rule 144A*, e nos demais países (exceto Estados Unidos), com base na *Regulation S*, ambas do *Securities Act*, conforme alterada. Os investidores institucionais estrangeiros, junto aos quais serão conduzidos esforços de venda no exterior, deverão ser registrados na CVM, nos termos previstos na Instrução CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000, e na Resolução do Conselho Monetário Nacional n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000 e suas alterações posteriores.
Investidores Não-Institucionais	Investidores pessoas físicas e jurídicas residentes e domiciliados no Brasil, que não sejam considerados Investidores Institucionais, bem como clubes de investimento que decidirem participar da Oferta de Varejo.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Ampliado.
Itaipu	Itaipu Binacional, usina hidroelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.
Itasa	Itá Energética S.A., sociedade com controle compartilhado entre a Companhia e a Companhia Siderúrgica Nacional.
Joint Bookrunners	Banco UBS S.A. (Coordenador Líder) e Banco Itaú BBA S.A.
Lages Bioenergética	Lages Bioenergética S.A., sociedade controlada pela Companhia.
Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei de Concessões	Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e alterações posteriores.
Lei do Mercado de Capitais	Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, pelo Decreto n.º 5.175, de 9 de agosto de 2004, e pelo Decreto n.º 5.184, de 16 de agosto de 2004.
Lei do Setor Elétrico	Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e alterações posteriores.
Light	Light Serviços de Eletricidade S.A.
MME	Ministério de Minas e Energia.
MSGás	Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da BOVESPA, com regras diferenciadas de governança corporativa.
Oferta	Distribuição pública secundária das Ações Ordinárias de emissão da Tractebel Energia S.A.

Oferta de Varejo	Oferta direcionada a investidores pessoas físicas e jurídicas residentes e domiciliados no Brasil, que não sejam considerados Investidores Institucionais, bem como clubes de investimento que decidirem participar da oferta de varejo, observado o valor mínimo de investimento de R$1.000,00 (mil reais) e o valor máximo de investimento de R$300.000,00 (trezentos mil reais) por Investidor Não-Institucional.
Oferta Institucional	Oferta direcionada a investidores pessoas físicas, jurídicas e clubes de investimento cujos valores de investimento excedam o valor máximo de investimento estabelecido para a Oferta de Varejo, fundos, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central, condomínios destinados à aplicação em carteira de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BOVESPA, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização e investidores residentes no exterior que invistam no Brasil segundo as normas da Resolução nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, do Conselho Monetário Nacional, e da Instrução nº 325, de 27 de janeiro de 2000, da CVM.
Opção de Ações do Lote Suplementar	Os Acionistas Vendedores concederão opção aos Coordenadores da Oferta, a ser exercida pelo Coordenador Líder para aquisição de um lote suplementar de Ações Ordinárias equivalente a até 15% das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta. Referida opção será destinada exclusivamente para atender eventual excesso de demanda que vier a ser constatado pelos Coordenadores no decorrer da Oferta e poderá ser exercida no prazo de até 30 dias a contar da data de publicação do Anúncio de Início, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas.
Parque Gerador	Parque gerador da Companhia, composto por 7 usinas termelétricas, sendo uma usina de co-geração, e 6 usinas hidroelétricas, das quais 11 pertencem integralmente à Companhia.
Período de Colocação	O prazo para a colocação e aquisição das Ações será de até três dias úteis a contar da data de publicação do Anúncio de Início.
Pessoas Vinculadas	Investidores Não-Institucionais que são (i) administradores ou controladores da Companhia, (ii) administradores ou controladores das Instituições Participantes da Oferta, ou (iii) outras pessoas vinculadas à Oferta, bem como seus respectivos cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau e que sejam Investidores Não-Institucionais.
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A.
PIS	Programa de Integração Social.
Poder Concedente	Governo Federal Brasileiro.
Política Nacional de Recursos Hídricos	Política pública instituída pela Lei n.º 9.433, de 8 de janeiro de 1997.

Política Nacional do Meio Ambiente	Política pública instituída pela Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981.
Práticas Contábeis Brasileiras	Princípios e práticas adotadas no Brasil, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, as normas e instruções da CVM e as recomendações do IBRACON.
Preço por Ação	Preço de aquisição por Ação Ordinária, a ser fixado após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, conduzido junto a Investidores Institucionais pelos *Joint Bookrunners*, em conformidade com os artigos 23, parágrafo 1.º e 44 da Instrução CVM 400, tendo como parâmetro as indicações de interesse, em função da qualidade da demanda (por volume e preço), coletadas junto aos Investidores Institucionais.
Procedimento de *Bookbuilding*	Procedimento a ser conduzido pelos *Joint Bookrunners* para coleta de intenções de investimento de investidores interessados em adquirir Ações no âmbito da Oferta.
Prospecto ou Prospecto Definitivo	Este Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Secundária das Ações Ordinárias de Emissão da Tractebel Energia S.A.
Protocolo de Kyoto	Tratado internacional sobre mudanças climáticas, ratificado por 141 países, que estabelece metas de redução de gases poluentes para os países industrializados. O Protocolo de Kyoto foi finalizado em 1997, baseado nos princípios do Tratado da Organização das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas de 1992 e entrou em vigor dia 16 de fevereiro de 2005.
Quantidade Mínima de Ações	58.000.000 Ações Ordinárias.
Regulamento de Listagem do Novo Mercado	Regulamento que prevê as práticas diferenciadas de governança corporativa a serem adotadas pelas companhias com ações listadas no Novo Mercado.
RGE	Rio Grande Energia S.A.
SEC	*Securities and Exchange Commission.*
Securities Act	*Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América, conforme alterada.
SESA	Suez Energy South América Participações Ltda., controladora direta da Companhia e um dos Acionistas Vendedores na presente Oferta.
Suez Energy Brasil	Suez Energy Brasil Ltda.
Suez Tractebel	Suez Tractebel Sociètè Anonyme, controladora indireta da Tractebel Energia, com sede em Bruxelas, na Bélgica.

Taxa DI	Taxas médias dos depósitos interfinanceiros DI de 1 dia, over extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP no informativo diário disponível em sua página na internet e no jornal Gazeta Mercantil, edição nacional, ou na falta deste, em um outro jornal de grande circulação.
Taxa Libor	*London Interbank Offered Rate* (Taxa Interbancária do Mercado de Londres).
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo.
Tractebel ou Tractebel Energia	Tractebel Energia S.A., a Companhia.
Tractebel Energia Comercializadora	Tractebel Energia Comercializadora Ltda., sociedade controlada pela Companhia.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

Auto Produtor	Consumidor de energia elétrica que detenha concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para consumo próprio.
Ambiente de Contratação Livre	Ambiente de contratação onde são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços livremente negociados entre Geradoras, Consumidores Livres e Comercializadoras.
Ambiente de Contratação Regulada	Ambiente de contratação onde são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços obtidos por meio de leilões públicos para atendimento ao mercado de Consumidores Cativos das Distribuidoras.
Biomassa	Fontes orgânicas que são usadas para produzir energia a ser convertida em eletricidade, combustível ou calor. Essa energia resulta do processo de fotossíntese realizado pelas plantas, que capturam energia do sol e a transformam em energia química. São exemplos de biomassa utilizada na geração de eletricidade: bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.
Capacidade Instalada	Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma Unidade Geradora, por uma usina hidroelétrica ou por um parque gerador, em particular em bases de carga total contínua, nos termos e condições específicas, conforme designado pelo produtor.
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis, que tem por objetivo possibilitar a cobertura de percentuais pré-estabelecidos do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas por meio de contribuições mensais realizadas por todos os agentes do setor elétrico que comercializam energia elétrica com consumidores finais, quais sejam, Distribuidoras, Geradoras ou Comercializadoras.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada pela ANEEL, cuja principal função é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sendo responsável por registrar os Contratos de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Regulado, os contratos resultantes de ajustes de mercado, e o volume de energia contratado no Ambiente de Contratação Livre, bem como pela contabilização e liquidação das transações de curto prazo no âmbito do SIN e das diferenças referentes aos Contratos Bilaterais registrados.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica que utilizam carvão mineral nacional. Foi criada para apoiar o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia e a universalização dos serviços de energia em todo o País.
Comercializadoras	Empresas autorizadas pela ANEEL a atuar como agente comercializador de energia elétrica no âmbito da CCEE.

Consumidor Cativo	Consumidores que não podem negociar livremente a aquisição de energia elétrica e que são atendidos pelas respectivas Distribuidoras locais, às quais estão diretamente conectados.
Consumidores Livres	Consumidores que podem negociar a aquisição de energia elétrica livremente com quaisquer fornecedores de energia que atuam no mercado, por meio da celebração de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre.
Contratos Bilaterais	Contratos de compra e venda de energia livremente negociados entre Geradoras e Distribuidoras a partir de 2003, quando as entregas de energia contratadas por meio de Contratos Iniciais começaram a ser reduzidas em 25% ao ano, de acordo com a Lei do Setor Elétrico.
Contratos de Concessão	Contratos de concessão de uso de bem público para geração de energia elétrica, celebrados entre a Companhia ou, conforme o caso, uma de suas Controladas e o Poder Concedente.
Contratos Iniciais	Contratos de fornecimento de energia elétrica com preços e quantidades aprovados pela ANEEL, celebrados entre as Geradoras e as Distribuidoras, nos termos da Lei do Setor Elétrico.
Distribuidoras	Concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que atuam no mercado brasileiro de energia elétrica.
Energia Assegurada	A energia assegurada é a garantia física da usina hidrelétrica, ou seja, constitui seu limite de contratação. Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica a fração a ela alocada da energia assegurada global do sistema. Esta alocação da energia assegurada e suas revisões são definidas pelo MME, com base em metodologia aplicada pelo ONS/MME, conforme disposto nos Decretos 5.163/04 e 2.655/1998. Para fins deste Prospecto, o termo Energia Assegurada está sendo utilizado em relação à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização, tanto pelas usinas térmicas quanto pelas usinas hidroelétricas e equivale, portanto, ao conceito de Garantia Física.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
Garantia Física	A garantia física de um empreendimento de geração, definida pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163/04. Veja definição de Energia Assegurada nesta seção do Prospecto.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, criada pelo Governo Federal para administrar a crise de energia elétrica surgida no ano de 2001.
Geradoras	Companhias concessionárias ou autorizadas a utilizar bem público para geração de energia ou prestar serviços públicos de geração de energia elétrica.
Gigawatt (GW)	Unidade equivalente a um bilhão de watts.

Gigawatt hora (GWh)	Unidade equivalente a um gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de watts-hora.
Kilovolt (kV)	Unidade equivalente a mil volts.
Kilowatt (KW)	Unidade equivalente a mil watts.
Kilowatt hora (KWh)	Unidade equivalente a um kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil watts-hora.
Lastro	O lastro de um agente consiste em: (i) garantia física de usinas próprias e (ii) contratos de compra de energia.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Ambiente organizado, no qual se processaram a compra e venda de energia entre seus participantes, até a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, tanto através de Contratos Bilaterais como no mercado à vista, tendo como limites os sistemas interligados do País.
Megawatt (MW)	Unidade equivalente a um milhão de watts.
Megawatt hora (MWh)	Unidade equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de watts-hora.
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, destinado a distribuir o risco hidrológico entre as Geradoras, na medida em que cada Geradora tem assegurado o pagamento pelo montante de sua Energia Assegurada e contratada enquanto os membros do MRE em conjunto forem capazes de satisfazer os níveis de Energia Assegurada do MRE.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado em 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, controle e administração das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É composto por Consumidores Livres, Geradoras, Distribuidoras, Comercializadoras e Transmissoras (conforme definidas abaixo).
PCHs	Pequenas Centrais Hidroelétricas. Usinas com Capacidade Instalada entre 1 MW e 30 MW que atendam aos requisitos propostos na Resolução ANEEL n.º 652, de 9 de dezembro de 2003.
Produtor Independente	Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio de pessoas jurídicas que recebem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia elétrica produzida, por sua conta e risco.
Programa de Racionamento	Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia, instituído pelo GCE em 2001, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores.
Rede Básica	Conjunto de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou instalações em tensão inferior definidas pela ANEEL.
RGR	Reserva Global de Reversão, instituída pela Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, com a finalidade de prover fundos para o pagamento de eventuais indenizações às empresas do setor elétrico brasileiro em determinados casos de revogação ou encampação das respectivas concessões. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição.
Sistema Interligado Nacional ou SIN	Sistema composto pela Rede Básica e demais instalações de transmissão que interliga as unidades de geração e distribuição nos sistemas Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil.
Transmissoras	Concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica que atuam no mercado brasileiro de energia elétrica.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, devida pelos usuários (Geradoras e Consumidores Livres) às Distribuidoras pelo uso de sua rede de distribuição (tensão inferior à 230kv).
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, devida pelos usuários (Geradoras e Consumidores Livres) às Transmissoras pelo uso de sua rede de transmissão (tensão acima de 230Kv).
UHE	Usina hidroelétrica, unidade de geração que transforma energia potencial da água acumulada no reservatório em eletricidade.
Unidade Geradora	O gerador elétrico e a turbina ou outro dispositivo que o impulsiona, quando referidos em conjunto.
UTE	Usina termelétrica, unidade de geração que transforma energia potencial em energia elétrica a partir da queima de um determinado combustível, que pode ser carvão, óleo diesel, gás, biomassa ou outros.
Valor Anual de Referência	A média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica de novos empreendimentos nos leilões da ANEEL para o Ambiente de Contratação Regulada com 5 e 3 anos de antecedência, calculado para o conjunto de todas as Distribuidoras do País.
Volt	Unidade básica de tensão de energia elétrica.
Watt	Unidade básica de potência de energia elétrica.
Watt-hora	Quantidade de energia utilizada para alimentar uma carga com potência de 1 watt (W) pelo período de uma hora.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

Encontra-se a seguir um resumo das atividades da Companhia, de suas informações financeiras e operações. O presente sumário não contém todas as informações que o investidor deve considerar antes de investir nas Ações. O investidor deve ler este Prospecto como um todo, incluindo as informações contidas nas seções "Fatores de Risco" e "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais", e nas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, antes de tomar uma decisão de investimento.

A COMPANHIA

Introdução

De acordo com informações da ANEEL, em 30 de setembro de 2005, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada. A Capacidade Instalada da Companhia totaliza 5.860 MW, o que corresponde a 7,5% do parque gerador de energia brasileiro (com base em informações da ANEEL em 31 de dezembro de 2004), e sua Energia Assegurada é de 3.172 MW médios. Já a capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia que inclui os contratos de compra de energia de longo prazo, é de 5.968 MW.

A tabela abaixo apresenta informações financeiras e operacionais consolidadas nos períodos abaixo indicados:

	Período encerrado em 30 de setembro de		Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
	2004[1]	2005[1]	2002	2003	2004
	R$ milhões (exceto percentuais e volume de energia vendida)				
Receita Líquida	1.853,0	1.960,1	1.375,2	1.830,9	2.469,9
EBITDA [2]	949,8	1.082,3	572,3	928,2	1.270,9
Margem de EBITDA [3]	51,3%	55,2%	41,6%	50,7%	51,5%
Lucro Líquido (Prejuízo)	533,9	700,0	(183,5)	517,1	775,2
Volume de Energia Vendida (GWh)	22.072	22.354	25.417	24.327	29.440

[1] Informações não auditadas.
[2] EBITDA é o lucro líquido (prejuízo) adicionado das despesas financeiras líquidas, a depreciação e amortização, o resultado não operacional, a amortização do ágio e imposto de renda e contribuição social. O EBITDA não é uma linha de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados, não devendo ser considerado como alternativa para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional ou para o fluxo de caixa ou, ainda, como indicador de liquidez. O EBITDA não tem uma definição única e a definição de EBITDA pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.
[3] Representa o EBITDA dividido pela receita líquida.

O Grupo Suez adquiriu, por intermédio da SESA, o controle acionário da Companhia através de um leilão de privatização realizado em 15 de setembro de 1998.

No período de sete anos encerrado em 30 de setembro de 2005, contado a partir da aquisição pela SESA, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$2,5 bilhões na expansão e melhoria de suas usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro e cumprindo com todas as obrigações de investimento constantes de seus contratos de concessão. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada da Companhia apresentou crescimento de 57,6%, passando de 3.719 MW para 5.860 MW, verificando-se, ainda, um aumento de 48,0% em sua Energia Assegurada, que passou de 2.143 MW médios em 1998 para 3.172 MW médios em setembro 2005.

Atualmente, os maiores clientes da Companhia são as empresas Distribuidoras. Contudo, a Companhia estabeleceu como parte de sua estratégia de negócios a maximização da eficiência do *portfolio* de clientes, com foco em Consumidores Livres. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía contratos de compra e venda de energia com mais de 100 Consumidores Livres localizados em 12 Estados brasileiros. A Companhia acredita possuir um dos melhores índices de contratação do setor, com cerca de 745 MW médios contratados junto a tais clientes. Em 30 de setembro de 2005, do total de energia vendida, 21% estava vinculado a Contratos Iniciais, 32% a contratos com Distribuidoras, principalmente através de contratos bilaterais, 23% a contratos com Comercializadoras, 21% a contratos com Consumidores Livres e 3% estava vinculado a exportações.

O Parque Gerador da Companhia é composto por seis usinas hidroelétricas e sete usinas termelétricas, sendo que duas das usinas hidroelétricas (UHE Itá e UHE Machadinho) são detidas em consórcio com outras empresas. As usinas, suas localizações e demais características de Capacidade Instalada, Energia Assegurada e capacidade de fornecimento, encontram-se descritas na tabela abaixo:

Unidade de Produção	Localização	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada		Energia Assegurada		Capacidade de Fornecimento da Companhia (MW)
			Total (MW)	Pertencentes à Companhia (MW)	Total (MW médios)[1]	Pertencentes à Companhia [1] (MW médios)	
Hidroelétricas							
Salto Santiago	Rio Iguaçu (PR)	4	1.420	1.420	723	723	1.420
Salto Osório	Rio Iguaçu (PR)	6	1.078	1.078	522	522	1.078
Passo Fundo	Rio Passo Fundo (RS)	2	226	226	119	119	226
Itá[2]	Rio Uruguai (SC/RS)	5	1.450	1.090	720	513	1.090
Machadinho[2]	Rio Uruguai (SC/RS)	3	1.140	383	529	136	383
Cana Brava	Rio Tocantins (GO)	3	450	450	273	273	450
Total Hidroelétricas			**5.764**	**4.647**	**2.886**	**2.286**	**4.647**
Termelétricas							
Complexo Jorge Lacerda[3]	Capivari de Baixo (SC)	7	857	857	598	598	857
Charqueadas	Charqueadas (RS)	4	72	72	45	45	72
Alegrete	Alegrete (RS)	2	66	66	41	41	66
William Arjona	Campo Grande (MS)	5	190	190	177	177	190
Lages	Lages (SC)	1	28	28	25	25	28
Compra de Energia (Itasa e Cien)							108
Total Termelétricas			**1.213**	**1.213**	**886**	**886**	**1.321**
Total Companhia			**6.977**	**5.860**	**3.772**	**3.172**	**5.968**

[1] O conceito de Energia Assegurada não se aplica às usinas termelétricas. O conceito aplicado, nesses casos, é o de energia disponível, conforme indicado na tabela acima para cada uma das usinas termelétricas do Parque Gerador. Entretanto, quando utilizado neste Prospecto, o termo Energia Assegurada também inclui a energia disponível das usinas termelétricas.

[2] Para maiores informações sobre a Capacidade Instalada e a Energia Assegurada das UHEs Itá e Machadinho vide item "Parque Gerador" da seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

[3] O Complexo Jorge Lacerda compreende três plantas com sete unidades geradoras.

Novos Projetos

A Companhia regularmente avalia oportunidades, implementa e opera projetos relativos a usinas hidroelétricas, termelétricas e unidades de co-geração tendo demonstrado sua competência nos projetos das UHEs Itá e Machadinho, na UTE William Arjona e UTE de co-geração Lages.

No caso da UHE Cana Brava, o projeto foi desenvolvido pelo Grupo Suez, através da CEM, ainda antes da privatização da Companhia. Após o alcance de determinados marcos, a CEM foi transferida para a Tractebel Energia.

A partir de então, a Companhia e o acionista controlador adotam estratégia que contempla, para grandes projetos hidroelétricos, a segregação entre o desenvolvimento do projeto e a sua efetiva implementação e operação. Durante a fase de licitação, obtenção da concessão, autorizações regulatórias e negociação de contratos (incluindo contratos de venda de energia, contratos de construção e contratos de financiamentos), até o início da construção do projeto, o detentor e gestor do mesmo é o acionista controlador da Companhia. Após esta primeira fase o projeto é transferido para a Companhia.

Com isso, o projeto é desenvolvido fora da Companhia, não acarretando para a mesma riscos com o seu desenvolvimento. Outro benefício desta estratégia é o grande *know-how* do Grupo Suez em relação ao desenvolvimento desta espécie de projetos. No momento da transferência para a Companhia, o projeto é avaliado por uma instituição financeira independente e transferido em condições de mercado.

Seguindo esta estratégia, o acionista controlador da Companhia desenvolve dois projetos, as UHEs Estreito e São Salvador, cujas obras poderão ter início no ano de 2006, dependendo do resultado do leilão de energia nova, a ser promovido pelo MME e ANEEL e realizado no dia 16 de dezembro de 2005.

A UHE São Salvador será localizada no Rio Tocantins e contará com Capacidade Instalada de 241 MW, sendo que o projeto, em 30 de setembro de 2005, já havia recebido as Licenças Prévia e de Instalação do IBAMA (tanto para a usina como para a linha de transmissão).

A UHE Estreito contará com Capacidade Instalada de 1.087 MW, e também será localizada no Rio Tocantins. A concessão da UHE Estreito é detida por meio de um consórcio de sociedades do qual o acionista controlador da Companhia detém 30% de participação e é o líder do consórcio.

Os projetos deverão ser transferidos para a Companhia antes do início da sua construção.

PONTOS FORTES

A Companhia acredita possuir as seguintes vantagens competitivas e pontos fortes:

Potencial de Crescimento. A Companhia possui histórico de investimentos de sucesso no setor, tendo aumentado a sua Capacidade Instalada em 57,6% desde a privatização, o que demonstra a sua habilidade para continuar expandindo o seu Parque Gerador seja através do desenvolvimento de novos projetos ou potenciais aquisições. A combinação de sua capacidade financeira e de gestão com o *know how* e a experiência na execução de projetos de expansão e aquisições de seu acionista controlador permitem à Companhia obter retornos atrativos em seus investimentos e aquisições, de forma a gerar valor para os seus acionistas.

Perfil de Contratação Adequado. A atual Energia Assegurada da Companhia está praticamente toda contratada até 2008, a preços competitivos e reajustados pelo IGP-M, exceto pelos contratos firmados por meio dos leilões no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada que são reajustados pelo IPCA. Esse elevado nível de contratação proporciona estabilidade de geração de caixa em um momento em que há excesso de oferta de energia elétrica. A partir de 2009, em um momento em que, segundo as previsões da Empresa de Pesquisa Energética e mantidos apenas os projetos hoje em construção, a demanda poderá ser superior à Capacidade Instalada do País, a Companhia possui substancial montante de energia a contratar, podendo se beneficiar de potencial aumento nos preços. Adicionalmente, a Companhia tem 744 MW médios provenientes de suas usinas operacionais (Cana Brava, Itá, Machadinho e William Arjona) e 324 MW médios das usinas em fase de desenvolvimento por seu acionista controlador, e que serão transferidas para a Companhia antes do início da sua construção, que podem ser vendidos em um dos próximos três leilões de energia nova previstos para ocorrer até o final de 2007.

Pioneirismo no Fornecimento em Larga Escala a Consumidores Livres. A Companhia foi pioneira no foco na contratação de energia com Consumidores Livres e no desenvolvimento de políticas de fidelização destes. Com isso, a Companhia desenvolveu um forte *know-how* no gerenciamento destes clientes que permitem a maximização da eficiência do seu *portfolio* de clientes, dado sua flexibilidade na negociação de termos e condições contratuais, inclusive na definição de preços. A carteira de Consumidores Livres apresentava, em 30 de Setembro de 2005, mais de 100 clientes com cerca de 745 MW médios contratados, representando 21% do volume total de energia vendida no período, comparado a 15,1% em 2004 e 9,5% em 2003.

Geração de Caixa Consistente e Solidez Financeira. Crescimento elevado e consistente da receita líquida (crescimento médio de 34,0% de 2002 a 2004 e de 5,8% nos nove primeiros meses de 2005 se comparado aos nove primeiros meses de 2004) com contínua melhoria de margens (margem de EBITDA de 55,2% nos nove primeiros meses de 2005 comparado com 51,5% em 2004, 50,7% em 2003 e 41,6% em 2002) resultando em uma forte geração de caixa operacional. Adicionalmente, a necessidade de investimento recorrente é baixa, tendo representado cerca de 3% do EBITDA em 2004. Estes fatores combinados levaram a Companhia a uma sólida posição financeira com baixa alavancagem (relação dívida total por EBITDA de 1,1x em setembro de 2005) que possibilitou a Tractebel Energia obter um dos melhores ratings de crédito do setor no Brasil ("brA+" pela Standard & Poor´s e "AA-(bra)" pela Fitch Ratings), o que a coloca em posição privilegiada para explorar novas oportunidades de investimento.

Administração Experiente e Comprometida com Boas Práticas de Governança Corporativa. A Companhia apresenta disciplina em seus investimentos e consistência na implementação do seu plano de negócios, através de um corpo de administradores com uma média de 20 anos de experiência no setor elétrico e na Companhia juntos desde sua privatização em 1998. A experiência e coesão da administração se reflete na alta adaptabilidade e antecipação de soluções frente às diversas mudanças ocorridas no ambiente regulatório e competitivo do setor elétrico, que possibilitaram a Companhia gerar valor para seus acionistas ao longo de toda a sua existência. Adicionalmente, a Companhia está comprometida com as melhores práticas de gestão e de governança corporativa, tendo suas ações listadas no segmento Novo Mercado da Bovespa.

Alto *Pay-Out* de Dividendos. A forte geração de caixa da Companhia ao longo dos anos possibilitou um histórico de alto *pay-out* de dividendos, com uma distribuição de 95% do seu lucro líquido na forma de juros sobre capital próprio e dividendos sobre os lucros de 2003 e 2004. Adicionalmente, a Companhia apresentou um dos maiores *dividend yields* do setor em 2004 (13,0%).

Acionista Controlador com Vasta Experiência no Brasil e no Setor Elétrico. Presente no Brasil há mais de 50 anos e no setor elétrico brasileiro há 8 anos, o Grupo Suez tem um histórico de comprometimento de longo-prazo com o Brasil. A Capacidade Instalada da Tractebel Energia representa aproximadamente 10,0% da Capacidade Instalada mundial do Grupo Suez.

ESTRATÉGIA

O objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas. Para atingir tais objetivos, a Companhia utilizará as seguintes estratégias:

Crescimento com Disciplina Financeira. A Companhia visa crescer suas receitas de duas formas principais: (i) beneficiando-se de melhores preços, e (ii) aumentando seu parque gerador. A Tractebel Energia utilizou como estratégia ter substancial parte de sua Energia Assegurada descontratada a partir de 2009, quando segundo as previsões da Empresa de Pesquisa Energética e mantidos apenas os projetos hoje em construção, a demanda de energia poderá ser superior a sua oferta, levando a um potencial aumento do seu preço. Em relação ao aumento do Parque Gerador, a Companhia acredita que a partir da manutenção de sua sólida condição financeira e de sua forte geração de caixa, poderá crescer através do desenvolvimento de novos projetos e avaliação de possíveis aquisições. Neste sentido, os projetos das Usinas de Estreito e São Salvador que estão sendo desenvolvidos por seu acionista controlador, em conjunto com o Grupo Suez, poderão adicionar 567 MW de Capacidade Instalada a Companhia.

Maximização da Eficiência do *Portfolio* de Clientes. A estratégia de comercialização da Companhia a permite beneficiar-se de preços médios de venda consistentemente mais altos (preço médio de R$47,4 por MWh em 2002 comparado com R$83,88 por MWh nos nove primeiros meses de 2005). Este resultado é fruto da combinação de foco em consumidores livres com o *track-record* único da Tractebel Energia em lidar com este tipo de cliente. A Companhia pretende, por meio de suas iniciativas direcionadas ao segmento, dentre as quais se incluem seu programa de fidelização e sua estratégia de marketing, continuar investindo na prestação de serviços e no relacionamento com clientes livres, uma vez que a contratação com este tipo de cliente possibilita a otimização do seu *portfolio* de contratos.

Eficiência Operacional. Excelência operacional é a base sobre a qual a Companhia sustenta sua estratégia para tornar-se cada vez mais competitiva e eficiente e, assim, elevar ao máximo a criação de valor para os seus acionistas. A Tractebel Energia apresenta uma sólida performance operacional e índices de produtividade crescentes que a permitem melhorar suas margens operacionais continuamente.

SUMÁRIO DA OFERTA

Acionistas Vendedores	Suez Energy South América Participações Ltda. e BNDES Participações S.A. – BNDESPAR.
Ações Ordinárias ofertadas:	71.000.000, sendo 66.000.000 objeto da oferta base e 5.000.000 ofertadas pela SESA com base no artigo 14, parágrafo 2º da Instrução CVM 400.
Ações Ordinárias inicialmente ofertadas:	66.000.000 Ações Ordinárias, sendo 50.000.000 Ações de titularidade da SESA e 16.000.000 Ações de titularidade da BNDESPAR.
Oferta Pública	Serão ofertadas por meio da Oferta 71.000.000 Ações representativas, em conjunto, de aproximadamente 10,88% do capital total da Companhia, em mercado de balcão não-organizado. A Oferta será realizada exclusivamente no Brasil, nos termos da Instrução CVM 400 e as Ações de titularidade da SESA serão objeto de esforços de venda simultâneos para investidores institucionais qualificados (*Qualified Institutional Buyers*), residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, com base na *Rule 144A* e em operações isentas de registro segundo o *Securities Act*, e em demais países, exceto nos Estados Unidos da América, com base no *Regulation S* editado pela *Securities and Exchange Commission*. As Ações de titularidade da BNDESPAR não serão objeto de esforços de venda no exterior. As Ações não serão registradas no exterior, com a *SEC* ou qualquer outro órgão regulador.
Opção de Ações do Lote Suplementar	Os Acionistas Vendedores concederão opção aos Coordenadores, a ser exercida pelo Coordenador Líder para aquisição de um lote suplementar de Ações Ordinárias equivalente a até 15% das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta. Referida opção será destinada exclusivamente para atender eventual excesso de demanda que vier a ser constatado pelos Coordenadores no decorrer da Oferta e poderá ser exercida no prazo de até 30 dias a contar da data da publicação do Anúncio de Início, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas.
Ações Adicionais	Quantidade de Ações de titularidade exclusiva da SESA, equivalente a 5.000.000 Ações que, conforme dispõe o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, foram acrescidas à Oferta, a critério da SESA e dos *Joint Bookrunners*.
Distribuição Parcial	Os Investidores Não-Institucionais puderam condicionar sua adesão à Oferta à colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas ou da Quantidade Mínima de Ações.

Ações Ordinárias representativas do capital Social da Companhia antes e após a Oferta	652.742.192 Ações Ordinárias.
Joint Bookrunners	Banco UBS S.A (Coordenador Líder) e Banco Itaú BBA S.A.
Coordenadores	Banco UBS S.A Banco Itaú BBA S.A. Banco J.P. Morgan S.A.
Coordenador Líder	Banco UBS S.A.
Coordenadores Contratados	Banco Santander Brasil S.A Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
Agentes Internacionais	UBS Securities LLC Itaú Securities Inc. J.P. Morgan Securities Inc.
Garantia Firme	As Ações serão colocadas no Brasil pelos Coordenadores em regime de garantia firme de liquidação. A garantia firme de liquidação consiste na obrigação dos Coordenadores de adquirir, no último dia do Período de Colocação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (a) o número de ações objeto da garantia firme de liquidação prestada pelos Coordenadores; e (b) o número de ações efetivamente colocadas no mercado e liquidadas pelos investidores que as adquiriram, observado o limite e a proporção da garantia firme de liquidação prestada por cada Coordenador. *Tal garantia é vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de Bookbuilding e celebrado o Contrato de Distribuição.*
Preço por Ação	O Preço por Ação será fixado após (i) a efetivação dos Pedidos de Reserva e (ii) a apuração do resultado do Procedimento de *Bookbuilding*.
Valor Total da Oferta sem considerar as Ações do Lote Suplementar	R$923.000.000,00.
Destinação de Recursos	A Companhia não receberá quaisquer recursos provenientes da venda das Ações. Por se tratar de oferta secundária, todos os recursos obtidos serão recebidos pelos Acionistas Vendedores.
Dividendos	De acordo com seu Estatuto Social, datado de 09 de novembro de 2005, a Companhia é obrigada a distribuir dividendos obrigatórios em valor igual a um percentual não inferior a 30% do lucro líquido anual ajustado, sujeito a ajustes e exceções, aos detentores de ações ordinárias. Veja Seção "Descrição do Capital Social".

Fatores de Risco	Para uma descrição dos fatores que devem ser considerados antes da decisão de investimento nas Ações Ordinárias, veja a Seção "Fatores de Risco", além de outras informações incluídas no presente Prospecto.
Direitos das Ações	As ações ordinárias de emissão da Companhia conferem aos seus titulares: direito de voto nas Assembléias Gerais de acionistas da Companhia, sendo que cada ação corresponderá a um voto; e direito ao dividendo obrigatório, em cada exercício social, de, no mínimo, 30,0% do lucro líquido ajustado na forma do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, observadas as demais disposições da Lei das Sociedades por Ações e do Regulamento do Novo Mercado da Bovespa. Neste sentido, os acionistas adquirentes de Ações na Oferta terão direito ao recebimento de dividendos declarados a partir da data de aquisição das Ações.
Lock-up	A Companhia, os Acionistas Vendedores e o Banco Clássico S.A. concordaram com determinadas restrições relativas à negociação de ações ordinárias emitidas pela Companhia. Para maiores informações veja item "Restrições à Negociação de Ações (*Lock-up*)" na seção "Informações Relativas à Oferta" deste Prospecto.
Códigos de Negociação	As Ações Ordinárias são negociadas na BOVESPA sob o código "TBLE3".

Expectativa do cronograma para a Oferta:

Ordem dos Eventos	Eventos	Data prevista [1]
1.	Publicação do Aviso ao Mercado Disponibilização do Prospecto Preliminar Início do *road show* Início do Procedimento de *Bookbuilding* Início da Negociação das ações da Companhia no Novo Mercado	16 de novembro de 2005
2.	Início do Período de Reserva (inclusive para Pessoas Vinculadas)	23 de novembro de 2005
3.	Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	24 de novembro de 2005
4.	Encerramento do Período de Reserva	6 de dezembro de 2005
5.	Encerramento das apresentações de *road show* Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Fixação do Preço por Ação Assinaturas do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement*	7 de dezembro de 2005
6.	Publicação do Anúncio de Início Início do prazo de exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar	8 de dezembro de 2005
7.	Início da Negociação das Ações objeto da Oferta	9 de dezembro de 2005
8.	Data de Liquidação	13 de dezembro de 2005
9.	Encerramento do prazo de exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar	6 de janeiro de 2006
10.	Publicação do Anúncio de Encerramento	13 de janeiro de 2006

[1] Todas as datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, antecipações e adiamentos.

RESUMO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O resumo das demonstrações financeiras consolidadas relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003, 2004 e as informações financeiras relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005 são derivados dos balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia S.A., levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, e das informações financeiras consolidadas relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2005 e de 2004, auditadas e revisadas, respectivamente, pela Deloitte Touche Tomahtsu Auditores Independentes, as quais foram elaboradas, auditadas e revisadas especialmente para o fim desta Oferta e inclusão neste Prospecto.

Os balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia S.A., levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, e as informações financeiras relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e de 2005 estão incluídas neste Prospecto. Os resultados financeiros para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005 não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para 31 de dezembro de 2005 ou para qualquer outro período semestral ou anual. As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia incluem a consolidação proporcional da participação da Companhia na Itasa.

As demonstrações financeiras regulares da Companhia e exigidas pela legislação e regulamentação societária brasileira são atualmente auditadas pela BDO Trevisan Auditores Independentes.

As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas da Companhia, incluídas neste Prospecto, e com a seção "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais".

Balanço Patrimonial

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de							
	2002	% do Total	2003	% do Total	2004	% do Total	% Variação 2002/2003	% Variação 2003/2004
Práticas Contábeis Brasileiras				(em milhões de R$)				
Ativo Circulante:								
Disponibilidades	174,7	2,6	6,4	0,1	7,7	0,1	(96,4)	20,3
Títulos e Valores Mobiliários	186,4	2,7	340,7	5,6	634,3	10,2	82,8	86,2
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	791,1	11,7	254,9	4,1	280,6	4,5	(67,8)	10,1
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	68,8	1,0	22,0	0,4	74,7	1,2	(68,0)	239,5
Ativo Fiscal Diferido	152,6	2,3	122,3	2,0	98,2	1,6	(19,9)	(19,7)
Outros	82,6	1,2	178,7	2,9	97,9	1,6	116,3	(45,2)
Total do Ativo Circulante	**1.456,2**	21,5	**925,0**	15,1	**1.193,4**	19,2	(36,5)	29,0
Realizável a Longo Prazo:								
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	35,5	0,6	-	-
Concessionárias e Permissionárias	30,7	0,4	23,2	0,4	14,9	0,2	(24,4)	(35,8)
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	15,0	0,2	30,4	0,5	8,7	0,1	102,7	(71,4)
Ativo Fiscal Diferido	236,0	3,5	191,8	3,1	186,6	3,0	(18,7)	(2,7)
Outros	32,0	0,5	93,1	1,5	126,0	2,1	280,9	35,4

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de							
	2002	% do Total	2003	% do Total	2004	% do Total	% Variação 2002/2003	% Variação 2003/2004
(continuação)								
Total do Ativo Realizável a Longo Prazo	**313,7**	4,6	**338,5**	5,5	**371,7**	6,0	7,9	9,8
Imobilizado	4.872,5	71,9	4.749,0	77,4	4.536,4	73,1	(2,5)	(4,5)
Outros	136,0	2,0	119,8	2,0	103,6	1,7	(11,9)	(13,5)
Total do Ativo Permanente	**5.008,5**	73,9	**4.868,8**	79,4	**4.640,0**	74,8	(2,8)	(4,7)
Total Ativo	**6.778,4**	100,0	**6.132,3**	100,0	**6.205,1**	100,0	(9,5)	1,2
Passivo Circulante:								
Dívidas de Curto Prazo	524,0	7,8	279,7	4,6	301,0	4,8	(46,6)	7,6
Operações com Derivativos de Curto Prazo	-	-	-	-	28,0	0,5	-	-
Outros	598,6	8,8	774,7	12,6	904,3	14,6	29,4	16,7
Total do Passivo Circulante	**1.122,6**	16,6	**1.054,4**	17,2	**1.233,3**	19,9	(6,1)	17,0
Passivo Exigível a Longo Prazo:								
Dívida de Longo Prazo	2.430,7	35,9	2.025,5	33,0	1.693,0	27,3	(16,7)	(16,4)
Outros	464,8	6,8	450,6	7,4	491,9	7,9	(3,1)	9,2
Total do Passivo Exigível a Longo Prazo	**2.895,5**	42,7	**2.476,1**	40,4	**2.184,9**	35,2	(14,5)	(11,8)
Patrimônio Líquido	2.760,3	40,7	2.601,8	42,4	2.786,9	44,9	(5,7)	7,1
Total do Passivo	**6.778,4**	100,0	**6.132,3**	100,0	**6.205,1**	100,0	(9,5)	1,2

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de				
	2004	% do Total	2005	% do Total	% Variação 2004/2005
Práticas Contábeis Brasileiras			**(em milhões de R$)**		
Ativo Circulante:					
Disponibilidades	2,8	-	9,9	0,2	253,6
Títulos e Valores Mobiliários	571,4	9,3	521,0	8,8	(8,8)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	318,2	5,2	285,5	4,8	(10,3)
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	40,7	0,7	39,0	0,7	(4,2)
Ativo Fiscal Diferido	83,6	1,4	65,1	1,1	(22,1)
Outros	102,3	1,7	107,7	1,8	5,3
Total do Ativo Circulante	**1.119,0**	18,3	**1.028,2**	17,4	(8,1)
Realizável a Longo Prazo:					
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	36,1	0,6	-
Concessionárias e Permissionárias	16,9	0,3	7,8	0,1	(53,9)
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	8,6	0,1	10,5	0,2	22,1
Ativo Fiscal Diferido	189,1	3,1	180,1	3,0	(4,8)
Outros	125,5	2,0	170,1	2,9	35,5
Total do Ativo Realizável a Longo Prazo	**340,1**	5,5	**404,6**	6,8	19,0
Imobilizado	4.582,9	74,5	4.389,5	74,2	(4,2)
Outros	107,3	1,7	91,6	1,6	(14,6)
Total do Ativo Permanente	**4.690,2**	76,2	**4.481,1**	75,8	(4,5)
Total Ativo	**6.149,3**	100,0	**5.913,9**	100,0	(3,8)

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de				
	2004	% do Total	2005	% do Total	% Variação 2004/2005
(continuação)					
Práticas Contábeis Brasileiras			(em milhões de R$)		
Passivo Circulante:					
Dívidas de Curto Prazo	323,8	5,3	275,9	4,7	(14,8)
Outros	345,9	5,6	367,6	6,2	6,3
Total do Passivo Circulante	**669,7**	10,9	**643,5**	10,9	(3,9)
Passivo Exigível a Longo Prazo:					
Dívida de Longo Prazo	1.852,8	30,1	1.308,2	22,1	(29,4)
Outros	491,1	8,0	585,2	9,9	19,2
Total do Passivo Exigível a Longo Prazo	**2.343,9**	38,1	**1.893,4**	32,0	(19,2)
Patrimônio Líquido	3.135,7	51,0	3.377,0	57,1	7,7
Total do Passivo	**6.149,3**	**100,0**	**5.913,9**	**100,0**	(3,8)

Informações das Demonstrações de Resultado

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de							
	2002	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2003	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2004	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	% Variação 2002/2003	% Variação 2003/2004
	(em R$milhões, exceto o número de ações e dados por ações)							
Receitas Operacionais Brutas	1.437,1	104,5	1.952,8	106,7	2.661,8	107,8	35,9	36,3
Deduções da Receita Operacional	(61,9)	(4,5)	(121,9)	(6,7)	(191,9)	(7,8)	96,8	57,6
Receitas Líquidas de Vendas e Serviços	1.375,2	100,0	1.830,9	100,0	2.469,9	100,0	33,8	34,9
Custos de Energia Elétrica e Serviços	(866,2)	(63,0)	(879,6)	(48,0)	(1.101,9)	(44,6)	1,5	25,3
Lucro Bruto	509,0	37,0	951,3	52,0	1.368,0	55,4	86,9	43,8
Despesas Operacionais	(126,7)	(9,2)	(250,8)	(13,7)	(320,7)	(13,0)	97,9	27,9
Resultado do Serviço	382,3	27,8	700,5	38,3	1.047,3	42,4	83,2	49,5
Amortização de Ágio	(2,2)	(0,1)	(7,0)	(0,4)	(6,7)	(0,3)	218,2	(4,3)
Despesas Financeiras, líquidas	(723,1)	(52,6)	(35,7)	(2,0)	(176,6)	(7,1)	(95,1)	394,7

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de							
	2002	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2003	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2004	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	%Variação 2002/2003	%Variação 2003/2004
(continuação)	(em R$milhões, exceto o número de ações e dados por ações)							
Resultado Operacional	(343,0)	(24,9)	657,8	35,9	864,0	35,0	291,8	31,3
Resultado Não Operacional	(2,7)	(0,2)	2,7	0,2	(3,0)	(0,1)	200,0	(211,1)
Lucro (Prejuízo) antes dos Tributos	(345,7)	(25,1)	660,5	36,1	861,0	34,9	291,1	30,4
Imposto de Renda e Contribuição Social	162,2	11,8	(143,4)	(7,8)	(85,8)	(3,5)	(188,4)	(40,2)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício/Período	(183,5)	(13,3)	517,1	28,3	775,2	31,4	381,8	49,9
Lucro Líquido (Prejuízo) por Lote de Mil Ações	(0,2812)	-	0,7923	-	1,1876	-	381,8	49,9

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de				
	2004	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2005	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	% Variação 2004/2005
	(em R$milhões, exceto o número de ações e dados por ações)				
Receitas Operacionais Brutas	1.985,6	107,2	2.192,0	111,8	10,4
Deduções da Receita Operacional	(132,6)	(7,2)	(231,9)	(11,8)	74,9
Receitas Líquidas de Vendas e Serviços	1.853,0	100,0	1.960,1	100,0	5,8
Custos de Energia Elétrica e Serviços	(820,0)	(44,3)	(793,6)	(40,5)	(3,2)
Lucro Bruto	1.033,0	55,7	1.166,5	59,5	12,9
Despesas Operacionais	(239,9)	(12,9)	(240,1)	(12,2)	0,1
Resultado do Serviço	793,1	42,8	926,4	47,3	16,8
Amortização de Ágio	(5,1)	(0,3)	(5,1)	(0,3)	-
Despesas Financeiras, líquidas	(148,7)	(8,0)	(68,4)	(3,5)	(54,0)
Resultado Operacional	639,3	34,5	852,9	43,5	33,4
Resultado Não Operacional	(2,6)	(0,1)	3,5	0,2	234,6
Lucro antes dos Tributos	636,7	34,4	856,4	43,7	34,5
Imposto de Renda e Contribuição Social	(102,8)	(5,5)	(156,4)	(8,0)	52,1
Lucro Líquido do Período	533,9	28,9	700,0	35,7	31,1
Lucro Líquido por Ação em 2005 e por Lote de Mil Ações em 2004	0,8179	-	1,0725	-	31,1

Outras Informações (Demonstração do EBITDA[1])

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
	2002	2003	2004
	(em milhões de R$)		
Lucro Líquido (Prejuízo)	(183,5)	517,1	775,2
Contribuição Social e Imposto de Renda	(162,2)	143,4	85,8
Resultado Não Operacional	2,7	(2,7)	3,0
Resultado Financeiro	723,1	35,7	176,6
Depreciação / Amortização	192,2	234,7	230,3
EBITDA [1]	572,3	928,2	1.270,9

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de	
	2004	2005
	(em milhões de R$)	
Lucro Líquido	533,9	700,0
Contribuição Social e Imposto de Renda	102,8	156,4
Resultado Não Operacional	2,6	(3,5)
Resultado Financeiro	148,7	68,4
Depreciação / Amortização	161,8	161,0
EBITDA [1]	949,8	1.082,3

[1] EBITDA é o lucro líquido (prejuízo) adicionado das despesas financeiras líquidas, a depreciação e amortização, o resultado não operacional e imposto de renda e contribuição social. O EBITDA não é uma linha de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados, não devendo ser considerado como alternativa para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional ou para o fluxo de caixa ou, ainda, como indicador de liquidez. O EBITDA não tem uma definição única e a definição de EBITDA pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

Informações Operacionais

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2002	2003	2004
Capacidade Instalada (GW)	5,8	5,8	5,8
Energia Assegurada (GW médios)	3,1	3,2	3,2
Energia Faturada Total (GWh):	25.417,1	24.327,0	29.440,2
Contratos Iniciais	24.771,9	18.561,0	12.432,8
Contratos Bilaterais	645,2	5.766,0	17.007,4
Energia Comprada (GWh)[1]	193,3	-	359,7

[1] Por tratar-se de resultado consolidado, os valores de compra de energia entre a Companhia e as suas controladas não estão sendo considerados.

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de	
	2004	2005
Capacidade Instalada (GW)	5,8	5,8
Energia Assegurada (GW médios)	3,2	3,2
Energia Faturada Total (GWh):	22.072,5	22.354,3
Contratos Iniciais	9.291,7	4.633,1
Contratos Bilaterais	12.780,8	17.721,2
Energia Comprada (GWh)[1]	341,1	1.882,3

(1) Por tratar-se de resultado consolidado, os valores de compra de energia entre a Companhia e as suas controladas não estão considerados. sendo

Remuneração aos Acionistas

	Período Encerrado em 30 de junho de 2005	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de	
	2005	**2003**	**2004**
Lucro Líquido	392,7	517,1	775,2
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio [5]	251,0[7]	491,3	737,0
Pay-out Ratio [1]	64%[7]	95%	95%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos por ação ON [2]	0,38	0,75	1,13
Preço Médio por ação ON[3]	10,7	4,6	8,7
***Dividend Yield* por ação ON (%)**[4]	7,2% [6]	16,3%	13,0%

[1] Corresponde à razão entre a remuneração paga aos acionistas, incluindo dividendos e juros sobre capital próprio e o lucro líquido registrado no período.
[2] A partir de setembro de 2005, o capital social da Companhia passou a ser formado apenas por ações ordinárias.
[3] Preço médio ponderado pelo volume de negociação de cada período.
[4] O *dividend yield* foi calculado com base na remuneração aos acionistas paga por ação dividida pelo preço médio por ação ordinária.
[5] Os dividendos de 2004 incluem os dividendos intermediários, à conta de reservas de lucros existentes em 31 de dezembro de 2004, exceto a legal, no valor de R$147,0 milhões, comunicados ao mercado através do aviso aos acionistas datado de 19 de outubro de 2005.
[6] Dado anualizado.
[7] Adicionalmente, a Tractebel Energia distribuiu juros sobre capital próprio, relativos ao período de 1º de junho a 10 de novembro de 2005 no valor de R$ 122 milhões. Incluindo este valor à base de cálculo acima mencionada, a Companhia teria um *pay-out ratio* de 95% para o primeiro semestre e um *dividend yield* de 10,7%, anualizado.

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA

COMPOSIÇÃO ATUAL DO CAPITAL SOCIAL

Atualmente, o capital social subscrito e integralizado da Tractebel Energia S.A. é de R$2.445.766.091,90, representado por 652.742.192 ações ordinárias nominativas escriturais e sem valor nominal. O capital autorizado da Companhia é de R$5.000.000.000,00.

A tabela seguinte contém informações sobre a quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia, detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de ações de emissão da Companhia, seus conselheiros, os Acionistas Vendedores e outros acionistas considerados relevantes, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta.

	Quantidades de Ações Ordinárias e Porcentagens			
	Ações Ordinárias antes da Oferta		**Ações Ordinárias após a Oferta [1]**	
Acionista	**Ações**	**%**	**Ações**	**%**
Suez Energy South America Participações Ltda.	511.130.462	78,31	456.130.462	69,88
Banco Clássico S.A.	65.268.744	10,00	65.268.744	10,00
BNDES Participações S.A.-BNDESPAR	36.666.193	5,62	20.666.193	3,17
União Federal	12.425.102	1,90	12.425.102	1,90
Banco Nordeste do Brasil S.A.	2.457.918	0,38	2.457.918	0,38
Fundo Nacional de Desenvolvimento – FND	2.362.827	0,36	2.362.827	0,36
Conselheiros	606	0,00	606	0,00
Outros	22.430.340	3,43	93.430.340	14,31
Total	**652.742.192**	**100,00%**	**652.742.192**	**100,00%**

[1] Sem considerar o exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar.

DESCRIÇÃO DA OFERTA

Os Acionistas Vendedores estão ofertando 71.000.000 Ações Ordinárias, sendo de 66.000.000 de Ações Ordinárias objeto da oferta inicial e 5.000.000 ofertadas pela SESA de acordo com o artigo 14, parágrafo 2º da Instrução CVM 400. Das 66.000.000 Ações Ordinárias inicialmente ofertadas, 50.000.000 são Ações de titularidade da SESA e 16.000.000 Ações de titularidade da BNDESPAR, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, por meio de distribuição pública secundária, em mercado de balcão não-organizado, a ser realizada no Brasil, conforme os procedimentos previstos na Instrução CVM 400. As Ações de titularidade da SESA serão objeto de esforços de venda simultâneos no exterior e nos Estados Unidos da América para investidores institucionais qualificados (*Qualified Institucional Buyers*), com base nas isenções de registro previstas pela *Rule 144A* e *Regulation S*, ambas do *Securities Act*. As Ações de titularidade da BNDESPAR não serão objeto de esforços de venda no exterior.

Não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações junto à *SEC* dos Estados Unidos da América ou qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil.

Simultaneamente à distribuição pública das Ações no Brasil, serão realizados pelos Agentes Internacionais, na qualidade de agentes dos Coordenadores, esforços de venda das Ações de titularidade da SESA a investidores institucionais residentes e domiciliados nos Estados Unidos, com base na isenção de registro prevista pela *Rule 144A*, e nos demais países (exceto no Brasil e Estados Unidos), com base na *Regulation S*, ambas do *Securities Act*. Os Investidores Institucionais Estrangeiros, junto aos quais serão conduzidos esforços de venda no exterior, deverão ser registrados na CVM, nos termos previstos na Instrução CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000, e na Resolução do Conselho Monetário Nacional n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000 e suas alterações posteriores. As Ações objeto de esforços de venda no exterior pelos Agentes Internacionais serão obrigatoriamente adquiridas, liquidadas e pagas aos Coordenadores, em moeda corrente nacional, nos termos do artigo 19, parágrafo 4.º, da Lei 6.385, de 07 de dezembro de 1976, conforme alterada.

A quantidade total de Ações Ordinárias poderá ser acrescida de lote suplementar de até 9.900.000 Ações do Lote Suplementar, equivalentes a até 15% das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas, conforme a Opção de Ações do Lote Suplementar outorgada pelos Acionistas Vendedores aos Coordenadores, a ser exercida pelo Coordenador Líder, para a aquisição das Ações do Lote Suplementar, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado pelos Coordenadores no decorrer da Oferta e serão adquiridas nas mesmas condições e preço das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas. A Opção das Ações do Lote Suplementar poderá ser exercida pelo Coordenador Líder, no prazo de até 30 dias a contar da data da publicação do Anúncio de Início.

Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar, a quantidade de Ações inicialmente ofertadas foi, a critério da SESA em decisão conjunta com os Coordenadores, aumentada em 5.000.000 Ações Adicionais, quantidade esta que não excedeu 10% do total das Ações inicialmente ofertadas pela SESA, compreendendo Ações de titularidade da SESA, conforme dispõe o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400.

Os Investidores Não-Institucionais puderam condicionar sua adesão à Oferta à colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas ou da Quantidade Mínima de Ações.

PREÇO POR AÇÃO

O preço de aquisição por Ação foi fixado após a realização de pedidos de reserva e a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, conduzido para Investidores Institucionais pelos *Joint Bookrunners*, em conformidade com os artigos 23, parágrafo 1º e 44 da Instrução CVM 400, tendo como parâmetro as indicações de interesse, em função da qualidade da demanda (por volume e preço), coletadas com os Investidores Institucionais. Os Investidores Não-Institucionais interessados que aderiram à Oferta não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, do processo de fixação do Preço por Ação.

COTAÇÃO DAS AÇÕES

As Ações Ordinárias são negociadas na BOVESPA sob o código "TBLE3". Para maiores informações sobre a negociação das Ações Ordinárias na BOVESPA, consulte uma sociedade corretora de valores mobiliários autorizada a operar na BOVESPA.

Cotação mínima, média e máxima de negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na BOVESPA, por ano, nos últimos 5 anos:

Ano	Valor mínimo (R$ por lote de mil Ações)	Valor médio (R$ por lote de mil Ações)	Valor máximo (R$ por lote de mil Ações)
2000	0,97	1,60	2,08
2001	1,80	2,32	3,47
2002	2,40	3,02	3,84
2003	2,20	4,63	7,47
2004	6,77	8,65	15,63

Fonte: Economática

Cotação mínima, média e máxima de negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na BOVESPA, por trimestre, nos últimos 2 anos:

Trimestre	Valor mínimo (R$ por lote de mil Ações)	Valor médio (R$ por lote de mil Ações)	Valor máximo (R$ por lote de mil Ações)
3T/2003	5,06	6,32	6,81
4T/2003	5,66	6,05	7,47
1T/2004	6,77	9,39	15,63
2T/2004	7,08	8,10	9,53
3T/2004	7,35	8,33	9,25
4T/2004	7,72	8,73	11,69
1T/2005	6,85	8,51	11,30
2T/2005[1]	9,75	11,64	13,02
3T/2005	9,08	11,08	14,50

Fonte: Economática
[1] A partir de 23 de maio de 2005, negociadas em lotes unitários.

Cotação mínima, média e máxima de negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia na BOVESPA, por mês, no último semestre:

Mês	Valor mínimo (R$ por lote de mil Ações)	Valor médio (R$ por lote de mil Ações)	Valor máximo (R$ por lote de mil Ações)
Abr/2005	9,75	11,60	13,02
Mai/2005[1]	10,80	11,78	12,76
Jun/2005	10,45	11,62	12,31
Jul/2005	9,08	10,46	11,35
Ago/2005	9,73	10,59	11,98
Set/2005	10,39	11,87	14,50
Out/2005	12,70	13,91	16,29
Nov/2005	13,31	13,97	15,51
Dez/2005[2]	13,30	13,61	13,92

Fonte: Economática
[1] A partir de 23 de maio de 2005, negociadas em lotes unitários.
[2] Até 7 de dezembro de 2005.

QUANTIDADE, VALOR, ESPÉCIE E RECURSOS LÍQUIDOS

Na hipótese de não haver exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar e considerando a distribuição total das Ações Ordinárias originalmente ofertadas:

Espécie de Ação	Quantidade	Preço por Ação (R$)	Comissões [1] (R$)	Recursos líquidos (R$)
Ações Ordinárias	71.000.000	13,00	18.460.000	904.540.000,00

[1] Sem dedução de despesas da Oferta e sem considerar a Comissão de Incentivo de até 0,60%, que poderá ser paga após a conclusão da Oferta.

Na hipótese de haver exercício integral da Opção de Ações do Lote Suplementar:

Espécie de Ação	Quantidade	Preço por Ação (R$)	Comissões [1] (R$)	Recursos líquidos (R$)
Ações Ordinárias	80.900.000	13,00	21.034.000,00	1.030.666.000,00

[1] Sem dedução de despesas da Oferta e sem considerar a Comissão de Incentivo de até 0,60%, que poderá ser paga após a conclusão da Oferta.

CUSTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os custos de distribuição da Oferta serão arcados exclusivamente pela SESA até o limite previamente acordado com os Coordenadores. A BNDESPAR arcará apenas com o pagamento da comissão dos Coordenadores relativas à colocação de suas respectivas Ações Ordinárias, nos termos acordados com a SESA e definidos no Contrato de Distribuição. Abaixo segue descrição dos custos relativos à Oferta:

Comissões e Despesas	Valor (R$)	% em Relação ao Valor Total da Oferta[2]
Comissão de Coordenação	2.769.000,00	0,30%
Comissão de Aconselhamento Estratégico	923.000,00	0,10%
Prêmio de Garantia Firme	3.692.000,00	0,40%
Comissão de Colocação	11.076.000,00	1,20%
Comissão de Incentivo[3]	5.538.000,00	0,60%
Total de Comissões[4]	23.998.000,00	2,60%
Taxa de Registro na CVM	82.870,00	0,01%
Outras Despesas[1]	3.500.000,00	0,38%
Total	27.580.870,00	2,99%

[1] Custos estimados com advogados, auditores e publicidade da Oferta.
[2] Sem levar em consideração o exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar e levando em consideração a distribuição total das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas e as Ações Adicionais.
[3] A Comissão de Incentivo ainda não foi paga e poderá se tornar devida após a conclusão da Oferta.
[4] Incluindo a Comissão de Incentivo.

APROVAÇÕES SOCIETÁRIAS

A realização da Oferta foi aprovada pelos sócios da SESA em reunião realizada em 14 de novembro de 2005 e pela Diretoria da BNDESPAR, por meio da Decisão nº Dir. 095/2005-BNDESPAR, de 27 de outubro de 2005. O Preço por Ação foi aprovado pelos sócios da SESA em reunião realizada em 07 de dezembro de 2005. No caso da BNDESPAR, a aprovação do Preço por Ação ocorreu na data do encerramento do Procedimento de *Bookbuilding*, por aprovação de sua Diretoria.

PÚBLICO ALVO DA OFERTA

A Oferta será direcionada a (i) investidores pessoas físicas e jurídicas residentes e domiciliados no Brasil, que não sejam considerados investidores institucionais, bem como clubes de investimento que decidirem participar desta parcela da Oferta ("Investidores Não-Institucionais"), observado o valor mínimo de investimento de R$1.000,00 (mil Reais) e o valor máximo de investimento de R$300.000,00 (trezentos mil Reais) por investidor não-institucional ("Valor Mínimo" e "Valor Máximo", respectivamente) (a "Oferta de Varejo"); e (ii) investidores pessoas físicas, jurídicas e clubes de investimento cujos valores de investimento excedam o valor máximo estabelecido para a Oferta de Varejo, fundos, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central, condomínios destinados à aplicação em carteira de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BOVESPA, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização ("Investidores Institucionais") e investidores residentes no exterior que invistam no Brasil segundo as normas da Resolução nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, do conselho monetário nacional, e da Instrução nº 325, de 27 de janeiro de 2000, da CVM ("Investidores Institucionais Estrangeiros") ("Oferta Institucional").

CRONOGRAMA E PROCEDIMENTOS DA OFERTA

Os Coordenadores elaboraram um plano de distribuição, desenvolvido em conjunto com a SESA, o qual levou em conta o objetivo de criar uma base diversificada de acionistas, observando-se, para isso, os diferentes critérios de avaliação sobre as perspectivas da Companhia, seu setor de atuação e a conjuntura macro-econômica internacional e brasileira, assim como as relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica da Companhia, dos Acionistas Vendedores e dos Coordenadores.

Cronograma 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	Eventos	Data prevista [1]
1.	Publicação do Aviso ao Mercado Disponibilização do Prospecto Preliminar Início do *road show* Início do Procedimento de *Bookbuilding* Início da Negociação das ações da Companhia no Novo Mercado	16 de novembro de 2005
2.	Início do Período de Reserva (inclusive para Pessoas Vinculadas)	23 de novembro de 2005
3.	Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	24 de novembro de 2005
4.	Encerramento do Período de Reserva	6 de dezembro de 2005
5.	Encerramento das apresentações de *road show* Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Fixação do Preço por Ação Assinaturas do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement*	7 de dezembro de 2005
6.	Publicação do Anúncio de Início Início do prazo de exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar	8 de dezembro de 2005
7.	Início da Negociação das Ações objeto da Oferta	9 de dezembro de 2005
8.	Data de Liquidação	13 de dezembro de 2005
9.	Encerramento do prazo de exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar	6 de janeiro de 2006
10.	Publicação do Anúncio de Encerramento	13 de janeiro de 2006

[1] Todas as datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, antecipações e adiamentos.

PROCEDIMENTOS DA OFERTA

Forma de Colocação e Local de Distribuição. A Oferta será realizada pelos Coordenadores, Coordenadores Contratados ou, conforme o caso, Corretoras Consorciadas, perante Investidores Institucionais e Investidores Não-Institucionais, de acordo com as regras de alocação previstas abaixo. A Oferta será conduzida em mercado de balcão não-organizado, observado o disposto na Instrução CVM 400.

Investidores Não-Institucionais. O montante de 10% das Ações efetivamente distribuídas, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais, será destinado prioritariamente a Investidores Não-Institucionais que fizeram reservas, irrevogáveis e irretratáveis, exceto pelo disposto no item j abaixo, observadas as condições do próprio instrumento de reserva de Ações ("Pedido de Reserva"), mediante o seu preenchimento e entrega as Instituições Participantes da Oferta indicadas no Aviso ao Mercado, nas seguintes condições:

(a) aos Investidores Não-Institucionais foi concedido o prazo de 14 dias corridos, iniciado em 23 de novembro de 2005 e encerrado em 6 de dezembro de 2005, inclusive ("Período de Reserva"), o qual pôde ser estendido a critério dos Coordenadores, para a realização de Pedido de Reserva nas condições descritas abaixo;

(b) os Investidores Não-Institucionais que sejam (i) administradores ou controladores da Companhia, (ii) administradores ou controladores das Instituições Participantes da Oferta, ou (iii) outras pessoas vinculadas à Oferta, bem como seus respectivos cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau ("Pessoas Vinculadas") puderam efetuar seus respectivos Pedidos de Reserva em 23 de novembro de 2005 e 24 de novembro de 2005, data esta que antecede no mínimo 7 dias úteis o encerramento do Procedimento de Bookbuilding ("Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas"). Qualquer Pedido de Reserva efetuado por Investidor Não-Institucional que seja Pessoa Vinculada após o Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas não será aceita pelas Instituições Participantes da Oferta na eventualidade de haver excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e Ações Adicionais;

(c) os Pedidos de Reserva efetivados pelos Investidores Não-Institucionais foram realizados de acordo com as condições estabelecidas no Aviso ao Mercado, durante o Período de Reserva, sem o depósito do valor do investimento pretendido, observado o Valor Mínimo e o Valor Máximo aplicável aos Investidores Não-Institucionais, sendo certo que tais Investidores Não Institucionais puderam estipular, no Pedido de Reserva, o preço máximo por Ação como condição de eficácia do seu Pedido de Reserva. Os Investidores Não-Institucionais puderam ainda condicionar sua adesão à Oferta, conforme o artigo 31 da Instrução CVM 400, à distribuição da totalidade das Ações inicialmente ofertadas ou da Quantidade Mínima de Ações, cabendo-lhes, neste caso, indicar se pretendiam receber a totalidade das Ações objeto de seus respectivos Pedidos de Reserva ou a quantidade equivalente à proporção entre o número de Ações efetivamente distribuídas e o número de Ações inicialmente ofertadas, presumindo-se, em caso de falta de manifestação, em conformidade com os termos previstos no Pedido de Reserva, o seu interesse em receber a totalidade das Ações objeto de seus respectivos Pedidos de Reserva. **Os Investidores Não-Institucionais interessados na efetivação de reserva de Ações deverão ler cuidadosamente os termos e condições estipulados no texto do instrumento de Pedido de Reserva, especialmente no que diz respeito aos procedimentos relativos à liquidação da Oferta**;

(d) caso (i) o Investidor Não-Institucional tenha condicionado a sua adesão à Oferta à distribuição da totalidade das Ações inicialmente ofertadas e a quantidade de Ações efetivamente distribuída tenha sido inferior à quantidade de Ações inicialmente ofertadas, ou (ii) o Investidor Não-Institucional tenha condicionado a sua adesão à Oferta à distribuição da Quantidade Mínima de Ações e a quantidade de Ações efetivamente distribuídas tenha sido inferior à referida Quantidade Mínima de Ações, seu Pedido de Reserva será cancelado pela Instituição Participante da Oferta na qual tenha sido realizado.

(e) a quantidade de Ações adquiridas e o respectivo valor de pagamento serão confirmados ao Investidor Não-Institucional até as 16:00 horas do dia útil imediatamente posterior à data de publicação do Anúncio de Início, pela Instituição Participante da Oferta perante o qual tenha sido efetuado o Pedido de Reserva, sendo o pagamento limitado ao valor do Pedido de Reserva e ressalvada a possibilidade de rateio, conforme o item i abaixo;

(f) cada Investidor Não-Institucional deverá efetuar o pagamento do valor indicado no item e acima, perante a Instituição Participante da Oferta com a qual efetuou o seu respectivo Pedido de Reserva, em recursos imediatamente disponíveis, até as 10:30 horas da Data de Liquidação;

(g) na Data de Liquidação, a CBLC, sob orientação do Coordenador Líder, entregará a cada Investidor Não-Institucional que tenha feito reserva, o número de Ações correspondente à relação entre o valor constante do Pedido de Reserva e o Preço por Ação;

(h) na hipótese de a totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não-Institucionais ser igual ou inferior ao montante de 10% das Ações efetivamente distribuídas, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais, não haverá rateio, sendo todos os Investidores Não-Institucionais integralmente atendidos em todas as suas reservas. Quaisquer sobras no lote originalmente alocado aos Investidores Não-Institucionais serão destinadas aos Investidores Institucionais;

(i) na hipótese de a totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não-Institucionais exceder 10% das Ações efetivamente distribuídas na Oferta, sem levar em consideração as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais será realizado, entre todos os Investidores Não-Institucionais que tiverem realizado Pedidos de Reserva, o rateio das Ações objeto da Oferta de Varejo, acrescido das Ações que eventualmente não tiverem sido adquiridas pelos Investidores Institucionais, sendo que (i) até R$ 4.000,00 (quatro mil reais) por Investidor Não-Institucional que tiver feito Pedido de Reserva, o critério de rateio será a divisão igualitária das Ações objeto da Oferta de Varejo, limitado ao valor individual de cada Pedido de Reserva e ao número total de Ações destinadas à Oferta de Varejo; e (ii) uma vez atendido o critério (i) acima, as Ações destinadas à Oferta de Varejo remanescentes serão rateadas proporcionalmente entre todos os Investidores Não-Institucionais, desconsiderando-se as frações em ambos os casos;

(j) o Investidor Não-Institucional somente poderá desistir do seu Pedido de Reserva nos casos específicos previstos nos artigos 20 e 27 e no parágrafo 4º do artigo 45 da Instrução CVM 400, devendo tal desistência ser justificada pelo Investidor Não-Institucional, por escrito, até as 16:00 horas do quinto dia útil imediatamente posterior à respectiva suspensão, cancelamento, modificação ou divergência relevante entre as informações do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo da Oferta, que altere substancialmente o risco assumido pelo investidor ou sua decisão de investimento, mediante notificação ("Notificação") para o Coordenador, Coordenador Contratado ou Corretora Consorciada que tiver recebido Pedido de Reserva;

(l) na hipótese de não haver a conclusão da Oferta, de resilição do Contrato de Distribuição, ou de desistência do Pedido de Reserva na forma do item j acima, os Pedidos de Reserva serão considerados automaticamente cancelados e o valor do depósito eventualmente efetuado por cada Investidor Não-Institucional lhe será devolvido, sem juros ou correção monetária, e sem reembolso da quantia relativa à CPMF, no prazo de até 3 dias úteis após o cancelamento do Pedido de Reserva;

(m) na hipótese de o Preço por Ação determinado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* vier a ser superior ao preço máximo indicado pelo Investidor Não-Institucional em seu Pedido de Reserva, o Pedido de Reserva será considerado automaticamente cancelado, e o valor eventualmente depositado pelo Investidor Não-Institucional lhe será devolvido, sem juros nem correção monetária e sem reembolso da quantia relativa a CPMF, no prazo de até 3 dias úteis da data da publicação do Anúncio de Início;

(n) as Instituições Participantes da Oferta somente atenderão Pedidos de Reserva feitos por Investidores Não-Institucionais realizados dentro dos limites de investimento estabelecidos; e

(o) cada Investidor Não-Institucional poderá efetuar Pedido de Reserva apenas com uma Instituição Participante da Oferta.

Investidores Institucionais. As Ações não destinadas à Oferta de Varejo, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais, bem como eventuais sobras de Ações mencionadas no item h acima que não tiverem sido destinadas aos Investidores Não-Institucionais que realizaram Pedidos de Reserva, conforme o procedimento descrito acima, serão destinadas à colocação a Investidores Institucionais clientes das Instituições Participantes da Oferta. Não será admitido para Investidores Institucionais reservas antecipadas e não haverá valores mínimos ou máximos de investimento.

Caso o número de Ações indicado nas ordens recebidas de Investidores Institucionais durante o Procedimento de *Bookbuilding* exceda o total de Ações remanescentes após o atendimento de todos os Pedidos de Reserva dos Investidores Não-Institucionais, terão prioridade no atendimento de suas respectivas ordens os Investidores Institucionais que, a critério dos Coordenadores e da SESA, melhor atendam o objetivo da Oferta de criar uma base diversificada de acionistas formada por investidores 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.

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

Prazo da Oferta. A Oferta será realizada pelo Preço por Ação dentro do prazo máximo de 6 meses, contado da data de publicação do Anúncio de Início, conforme previsto no artigo 18 da Instrução CVM 400.

CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO

A Companhia, os Acionistas Vendedores, os Coordenadores e a CBLC celebraram o Contrato de Distribuição. O Contrato de Distribuição estará disponível na Companhia e na CVM, nos endereços indicados neste Prospecto.

As Ações serão colocadas no Brasil pelos Coordenadores e pelos Coordenadores Contratados ou, conforme o caso, pelas Corretoras Consorciadas, coordenadas pelos Coordenadores, em regime de garantia firme de liquidação. **A garantia firme de liquidação consiste na obrigação dos Coordenadores de adquirir, no último dia do período de colocação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (a) o número de Ações objeto da garantia firme de liquidação prestada pelos Coordenadores; e (b) o número de Ações efetivamente colocado no mercado, observado o limite e a proporção da garantia firme de liquidação prestada por cada Coordenador. Tal garantia é vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de *Bookbuilding* e celebrado o Contrato de Distribuição.**

Em caso de exercício da garantia firme e posterior revenda das Ações ao público pelos Coordenadores até a publicação do anúncio de encerramento da Oferta ("Anúncio de Encerramento"), o preço de revenda será o preço de mercado das ações, limitado, no máximo, ao Preço por Ação, ressalvadas as atividades de estabilização.

Serão realizados pelos Agentes Internacionais, esforços de venda das Ações de titularidade da SESA no exterior, sendo nos Estados Unidos da América para investidores institucionais qualificados, com base na *Rule 144A* do *Securities Act* e, nos demais países (exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América), na *Regulation S* do *Securities Act*. Não haverá registro das Ações na *SEC* ou em qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil. Os Investidores Institucionais Estrangeiros deverão adquirir as Ações em conformidade com a legislação brasileira a respeito de investimentos estrangeiros no Brasil.

De acordo com os termos do Contrato de Distribuição, os Coordenadores concordaram em distribuir, em regime de garantia firme de liquidação, não solidária, as Ações objeto da Oferta, de acordo com as quantidades indicadas abaixo:

	Ações Ordinárias	Percentual
Banco UBS	28.400.000	40%
Banco Itaú BBA	28.400.000	40%
JPMorgan	14.200.000	20%
Total	71.000.000	100%

Nos termos do *Placement Facilitation Agreement*, celebrado na mesma data de celebração do Contrato de Distribuição, os Agentes Internacionais realizarão, exclusivamente no exterior, esforços de venda das Ações de titularidade da SESA, objeto da garantia firme de liquidação por parte dos Coordenadores sob o Contrato de Distribuição, para Investidores Institucionais Estrangeiros. As Ações de titularidade da SESA que forem objeto de esforços de venda no exterior pelos Agentes Internacionais serão obrigatoriamente adquiridas, liquidadas e pagas aos Coordenadores, em moeda corrente nacional, nos termos do artigo 19, parágrafo 4.º, da Lei 6.385, de 07 de dezembro de 1976. As Ações da BNDESPAR não serão objeto de esforços de venda no exterior.

O Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement* estabelecem que as obrigações dos Coordenadores, dos Agentes Internacionais, da Companhia, da SESA e da BNDESPAR (conforme o caso e se aplicável) estão sujeitas a determinadas condições que visam atestar aos Coordenadores a não ocorrência de eventos materialmente adversos em relação à Companhia, a conformidade da Oferta com as legislações aplicáveis e a consistência das informações financeiras da Companhia divulgadas nos Prospectos da Oferta, imediatamente antes da realização, pelos Coordenadores, do pagamento pelas Ações.

RESTRIÇÕES À NEGOCIAÇÃO DE AÇÕES (*LOCK-UP*)

Pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias a contar da data do Prospecto Definitivo ("Período de *Lock-up*"), a Companhia, a SESA, a BNDESPAR e o Banco Clássico S.A., salvo na hipótese de prévio consentimento por escrito dos Coordenadores, se obrigaram a não emitir, vender ou ofertar à venda ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos das respectivas cartas de *Lock-up*.

A vedação prevista neste item não se aplica (i) às transferências de ações de emissão da Companhia para empresa afiliada da SESA; (ii) a eventual empréstimo de ações pela SESA para a realização de atividades de estabilização; e (iii) a outros valores mobiliários, inclusive carteiras de ações pertencentes a terceiros e/ou depositadas em fundos administrados pelo Sistema BNDES, entendendo-se por Sistema BNDES o grupo de empresas integrado pelo próprio BNDES, pela BNDESPAR e pela Agência Especial de Financiamento Industrial (FINAME).

No caso do Banco Clássico S.A., o mesmo poderá realizar a venda de ações ordinárias de emissão da Companhia fora de mercado, desde que eventual terceiro comprador tenha concordado em aderir previamente e por escrito, aos termos da carta de *Lock-up*.

Adicionalmente, de acordo com as regras do Novo Mercado, o acionista controlador da Companhia e seus administradores não podem vender e/ou ofertar à venda ações de emissão da Companhia de sua titularidade, ou derivativos lastreados nestas ações, durante os primeiros seis meses após o início da negociação das Ações no Novo Mercado. Após este período inicial de seis meses, o acionista controlador da Companhia e seus administradores não poderão vender ou ofertar mais do que 40% de suas ações ordinárias, ou derivativos lastreados em ações de emissão da Companhia por seis meses adicionais.

ESTABILIZAÇÃO DO PREÇO DAS AÇÕES

O Coordenador Líder, por intermédio da UBS Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários S.A., poderá realizar atividades de estabilização do preço das ações de emissão da Companhia em relação ao Preço por Ação. As atividades de estabilização poderão ser realizadas no prazo de até 30 dias, contados da data de publicação do Anúncio de Início, por meio de operações de compra e venda de ações ordinárias de emissão da Companhia em Bolsa de Valores. Para tal fim, foi celebrado contrato de prestação de serviços de estabilização de preço de ações ordinárias de emissão da Companhia, conforme minuta previamente aprovada pela CVM e pela BOVESPA ("Contrato de Estabilização"). Não existe obrigação por parte da corretora de realizar as operações de estabilização previstas no Contrato de Estabilização e, uma vez iniciadas, tais operações poderão ser descontinuadas a qualquer momento.

DIREITOS, VANTAGENS E RESTRIÇÕES DAS AÇÕES

As ações ordinárias de emissão da Companhia conferem aos seus titulares:

- direito de voto nas Assembléias Gerais de acionistas da Companhia, sendo que cada ação corresponderá a um voto; e
- direito ao dividendo obrigatório, em cada exercício social, de, no mínimo, 30,0% do lucro líquido ajustado na forma do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, observadas as demais disposições da Lei das Sociedades por Ações e do Regulamento do Novo Mercado da Bovespa. Neste sentido, os acionistas adquirentes de Ações na Oferta terão direito ao recebimento de dividendos declarados a partir da data de aquisição das Ações.

As ações ordinárias de emissão da Companhia são listadas na BOVESPA sob o código "TBLE3".

DILUIÇÃO

Tendo em vista que a Oferta é uma distribuição pública secundária de ações ordinárias de titularidade dos Acionistas Vendedores, o número de ações ordinárias de emissão da Companhia não aumentará após a conclusão da Oferta, uma vez que não haverá a emissão de novas ações pela Companhia.

Adicionalmente, uma vez que os recursos obtidos com a Oferta serão pagos exclusivamente aos Acionistas Vendedores, não haverá aumento no patrimônio líquido da Companhia após a Oferta.

ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO

Os Acionistas Vendedores podem requerer que a CVM autorize a modificação ou cancelamento da Oferta, caso ocorram alterações posteriores, relevantes e inesperadas nas circunstâncias inerentes à Oferta, existentes na data do pedido de registro de distribuição, que resulte em um aumento relevante nos riscos por ele assumidos. Adicionalmente, os Acionistas Vendedores podem modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os investidores, conforme disposto no parágrafo 3.º do artigo 25 da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação nas condições da Oferta seja aceito pela CVM, o prazo para distribuição da Oferta poderá ser adiado em até 90 (noventa) dias, contados da aprovação do pedido de registro. Se a Oferta for cancelada, os atos de aceitação anteriores e posteriores ao cancelamento serão considerados ineficazes.

A revogação da Oferta ou qualquer modificação na Oferta será imediatamente divulgada por meio dos jornais Valor Econômico e Diário Catarinense, veículos também usados para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400 ("Anúncio de Retificação"). Após a publicação do Anúncio de Retificação, os Coordenadores só aceitarão ordens no Procedimento de *Bookbuilding* e Pedidos de Reserva daqueles investidores que estejam cientes dos termos do Anúncio de Retificação. Os investidores que já tiverem aderido à Oferta serão considerados cientes dos termos do Anúncio de Retificação quando, passados 5 (cinco) dias úteis de sua publicação, não revogarem expressamente suas ordens no Procedimento de *Bookbuilding* ou Pedidos de Reserva. Nesta hipótese, as Instituições Participantes da Oferta presumirão que os investidores pretendem manter a declaração de aceitação.

Em qualquer hipótese, a revogação torna ineficazes a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, devendo ser restituídos integralmente aos investidores aceitantes os valores dados em contrapartida à aquisição das Ações, sem qualquer acréscimo, conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400, sendo permitida a dedução do valor relativo a CPMF. Além disso, os investidores que já tenham aceitado a Oferta, na hipótese de seu cancelamento, e os investidores que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, terão o direito à restituição integral dos valores, bens ou direitos dados em contrapartida às Ações ofertadas, líquidos do valor relativo à CPMF.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA, OS ACIONISTAS VENDEDORES E OS COORDENADORES

Coordenador Líder

Além da presente Oferta, o Coordenador Líder e suas controladas não mantêm relações comerciais com a Companhia ou com sociedades do grupo da Companhia, mas, no futuro, poderão prestar serviços de banco de investimento, consultoria financeira e outros serviços para a Companhia, ou sociedades de seu grupo, pelos quais pretendem receber comissões.

Banco Itaú BBA

Os Acionistas Vendedores e suas controladas, diretas e indiretas, inclusive a Companhia e suas coligadas e/ou Controladas mantêm relacionamento comercial no curso normal dos negócios com o Banco Itaú BBA e outras sociedades do grupo Itaú. Com base em tal relacionamento o Banco Itaú BBA e outras sociedades do Conglomerado Itaú (i) realizam ou podem vir a realizar, entre outras, operações de financiamento, operações de repasses de recursos do BNDES, operações de derivativos, operações de câmbio, operações envolvendo aplicações em certificados de depósitos bancários e operações compromissadas e (ii) prestam ou podem vir a prestar serviços de *investment banking*, serviços de custódia entre outros.

JPMorgan

Os Acionistas Vendedores e suas controladas, diretas e indiretas, inclusive a Companhia e suas coligadas e/ou Controladas mantêm relacionamento comercial no curso normal dos negócios com o JPMorgan e outras sociedades do conglomerado de que faz parte. O JPMorgan e outras sociedades do conglomerado de que faz parte realizam ou podem vir a realizar operações usuais de bancos de investimento nos mercados local e global, incluindo, entre outras, operações de financiamento, operações de derivativos, operações de câmbio, de banco custodiante/mandatário, bem como operações envolvendo aplicações em certificados de depósitos bancários.

Banco Santander Brasil S.A.

O relacionamento comercial do Banco Santander Brasil S.A. com a Companhia e demais empresas do Grupo Suez decorre de operações comerciais usuais no mercado financeiro, especificamente operações de capital de giro, operações de derivativos com a finalidade de proteção (hedge), operações de câmbio, aplicações financeiras em certificados de depósito bancário de emissão do Banco Santander Brasil S.A. e prestação de serviço como banco custodiante/mandatário de títulos de emissão de sociedades coligadas à Companhia. Adicionalmente, o Banco Santander Brasil S.A. participou como coordenador da operação de debêntures da Companhia, no valor total de R$ 200 milhões, em maio de 2005.

Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A.

Os Acionistas Vendedores e suas controladas, diretas e indiretas, inclusive a Companhia e suas coligadas e/ou Controladas mantêm relacionamento comercial no curso normal dos negócios com o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. e outras sociedades do grupo Unibanco. Adicionalmente, o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. participou como coordenador da operação de debêntures da Companhia, no valor total de R$200 milhões, em maio de 2005.

INSTITUIÇÃO FINANCEIRA DEPOSITÁRIA DAS AÇÕES

A instituição financeira contratada para a prestação de serviços de escrituração das Ações é o Banco Itaú S.A.

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

A Companhia mantém registro de companhia aberta devidamente atualizado na CVM sob o número 017.329.

Os Coordenadores recomendam aos investidores, antes de tomar qualquer decisão de investimento relativa à Oferta, a consulta a este Prospecto. A leitura deste Prospecto possibilita aos investidores uma análise detalhada dos termos e condições da Oferta e dos riscos a elas inerentes.

Para a obtenção de maiores informações sobre a Oferta, os investidores interessados deverão dirigir-se à CVM, nos seguintes endereços: (a) Rua Sete de Setembro, 111, 5.º andar, Rio de Janeiro – RJ, tel.: (21) 3233-8686 ou (b) Rua Libero Badaró, n.º 471, 10º andar, São Paulo – SP, tel.: (11) 2146-2000, ou contatar quaisquer das Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados abaixo:

Coordenador Líder e *Joint Bookrunner*

Banco UBS S.A.
Av. Juscelino Kubitschek, n.º 50, 6º andar
São Paulo, São Paulo
At. Sr. Roberto Barbuti (responsável designado pelo Coordenador Líder em relação à Oferta, de acordo com o parágrafo 3º, inciso III, do artigo 33 da Instrução CVM 400)
Tel: (11) 3048-5200
Fax: (11) 3078-7926
E-mail: roberto.barbuti@ubs.com
www.ubs-brasil.com.br

Coordenador e *Joint Bookrunner*

Banco Itaú BBA S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 4º andar
São Paulo, São Paulo
At. Sr. Fernando Fontes Iunes
Tel: (11) 3708-8718
Fax: (11) 3708-8107
E-mail: ffiunes@itaubba.com.br
www.itaubba.com.br

Coordenador

Banco J.P. Morgan S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.729, 14º andar
São Paulo, São Paulo
At. Sr. Paulo Mendes
Tel: (11) 3048 3423
Fax: (11) 3048 3760
E-mail: paulo.mendes@jpmorgan.com
www.jpmorgan.com/brasil/prospecto/tractebelenergia

Coordenadores Contratados

Banco Santander Brasil S.A.
Rua Amador Bueno, n.º 474, 3º andar
São Paulo, São Paulo
At. Sr. Enrico Carbone
Tel: (11) 5538 8379
Fax: (11) 5538 8252
E-mail: ecarbone@santander.com.br
www.superbroker.com.br

Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
Av. Eusébio Matoso, n.º 891, 19º andar
05423-901 São Paulo, São Paulo
At. Sr. Glenn Mallett
Tel: (11) 3097 4905
Fax: (11) 3097 4501
E-mail: glenn.mallett@unibanco.com.br
www.unibanco.com.br

Corretoras Consorciadas

Informações das corretoras de títulos e valores mobiliários credenciadas junto à CBLC para participar da Oferta, conforme indicadas no Aviso ao Mercado. Informações adicionais sobre as Corretoras Consorciadas poderão ser obtidas no *website* da CBLC (www.cblc.com.br).

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

1. **Companhia**

Tractebel Energia S.A.
Rua Antônio Dib Mussi, nº 366
88015-110 Florianópolis, Santa Catarina
Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Tel: (48) 3221-7060
Fax: (48) 3221-7002
e-mail: marc@tractebelenergia.com.br

2. **Acionistas Vendedores**

Suez Energy South America Participações Ltda.
Av. Almirante Barroso, nº 52, 14º andar
20031-000 Rio de Janeiro, Rio de Janeiro
Maurício Stolle Bähr
Diretor
Tel: (21) 3974-5400
Fax: (21) 2215-1312
e-mail: mauricio.bahr@suezenergy.com.br

BNDES Participações S.A. – BNDESPAR
Av. República do Chile, nº 100
20139-900 Rio de Janeiro, Rio de Janeiro
Sérgio Foldes
Chefe do Departamento de Mercado de Capitais
Tel: (21) 2172-6893
Fax: (21) 2262-8814
e-mail: foldes@bndes.gov.br

3. **Coordenador Líder e *Joint Bookrunner***

Banco UBS S.A.
Av. Juscelino Kubitschek, nº 50, 6º andar
04543-000 São Paulo, São Paulo
Roberto Barbuti
Tel: (11) 3048-5202
Fax: (11) 3078-7926
E-mail: roberto.barbuti@ubs.com

4. Coordenador e *Joint Bookrunner*

Banco Itaú BBA S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 4º andar
São Paulo, São Paulo
Fernando Fontes Iunes
Tel: (11) 3708-8718
Fax: (11) 3708-8107
E-mail: ffiunes@itaubba.com.br

Coordenador

Banco J.P. Morgan S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.729, 14º andar
São Paulo, São Paulo
Paulo Mendes
Tel: (11) 3048 3423
Fax: (11) 3048 3760
E-mail: paulo.mendes@jpmorgan.com

5. Consultores Legais

5.1. Consultor da Companhia e SESA para Direito Brasileiro

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados
Alameda Joaquim Eugênio de Lima, nº 447
01403-001 São Paulo, São Paulo
Carlos Barbosa Mello
Tel: (11) 3147-7607
Fax: (11) 3147-7770
e-mail: cmello@mattosfilho.com.br

5.2. Consultor da Companhia e SESA para Direito dos Estados Unidos da América

Simpson Thacher & Bartlett LLP
425 Lexington Avenue
Nova Iorque, NY 10017-3954
S. Todd Crider
Tel: (1 212) 455-2664
Fax: (1 212) 455-2502
e-mail: tcrider@stblaw.com

5.3. Consultor dos Coordenadores para Direito Brasileiro

Pinheiro Neto Advogados
Rua Boa Vista, nº 254, 13º andar
01014-907 São Paulo, São Paulo
Henrique Silva Gordo Lang
Tel: (11) 3247-8618
Fax: (11) 3247-8600
e-mail: hlang@pinheironeto.com.br

5.4. Consultor dos Coordenadores para Direito dos Estados Unidos da América

Clifford Chance US LLP
31 West 52nd Street
10019-6131, Nova Iorque – NY
Estados Unidos da América
Sara Hanks
Tel: (1-212) 878-8000
Fax: (1-212) 878-8375
e-mail: sara.hanks@cliffordchance.com

6. Auditores da Companhia

Para as demonstrações financeiras legais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2004 e aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2005 e 30 de setembro de 2004 (não inclusas neste Prospecto):

BDO Trevisan Auditores Independentes
Av. Rio Branco, 404, 12º andar
88015-200
Florianópolis, Santa Catarina
Paulo Ricardo Pinto Alaniz
Tel: (48) 3223-3030
Fax: (48) 3223-3030
e-mail: paulo.alaniz@bdotrevisan.com.br

Para os balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia, levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002 e para as informações financeiras da Tractebel Energia relativas aos períodos encerrados em 30 de setembro de 2005 e de 2004 elaboradas especialmente para fins da presente Oferta e inclusão neste Prospecto:

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
Av. Presidente Wilson, nº 231, 22º andar
20030-905
Rio de Janeiro, Rio de Janeiro
Celso de Almeida Moraes
Tel: (21) 3981-0500
Fax: (21) 3981-0600
e-mail: cmoraes@deloitte.com

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação.....	A Tractebel Energia S.A. é uma sociedade por ações com registro de companhia aberta na CVM, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 02.474.103/0001-19, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina - JUCESC sob o NIRE 42.300.024.384.
Sede.....	Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366 88015-110 - Florianópolis – SC.
Diretor de Relações com Investidores.....	Sr. Marc Jacques Zelie Verstraete Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366 88015-110 - Florianópolis – SC. Tel.: (48) 3221-7060 Fax: (48) 3221-7002
Atendimento aos acionistas.....	O atendimento aos acionistas da Companhia é feito pelo telefone (48) 3221-7016, pelo fax (48) 3221-7015 e pelo e-mail prenato@tractebelenergia.com.br. Adicionalmente, os acionistas podem ser atendidos pelo Banco Itaú S.A.: Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, n.º 707, 9º andar, Torre Eudoro Villela 04344-902 - São Paulo – SP. At.: Sr. João Paulo Silva Euvaldo Tel.: (11) 5029-7777 Fax: (11) 5029-7780
Auditores Independentes.....	BDO Trevisan Auditores Independentes.
Acionista Controlador.....	Suez Energy South America Participações Ltda.
Títulos e Valores Mobiliários Emitidos até 30 de setembro de 2005.....	A Companhia é registrada na BOVESPA e tem suas ações ordinárias negociadas no Novo Mercado da BOVESPA sob o código "TBLE3". A Companhia também mantém um programa de *ADR (American Depositary Receipts)* Nível I, com títulos negociados no mercado de balcão não-organizado norte-americano sob os códigos TBLEY para as ADRs representativas de ações ordinárias. Adicionalmente, a Companhia emitiu valores mobiliários cujas principais características encontram-se descritas neste Prospecto, na seção "Informações sobre o Mercado e Títulos e Valores Mobiliários Emitidos".
Jornais nos quais divulga Informações.....	As informações referentes à Tractebel Energia S.A. são divulgadas no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e na edição nacional nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico.

APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia prepara suas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras. Além disso, a Companhia observa na preparação de suas demonstrações financeiras as regras contábeis estabelecidas pela ANEEL em seu plano de contas.

As seguintes demonstrações financeiras estão incluídas neste Prospecto:

- Balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia, levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, auditadas e revisadas pela Deloitte Touche Tomahtsu Auditores Independentes, elaboradas especialmente para o fim desta Oferta e inclusão neste Prospecto, conforme as normas brasileiras de auditoria, não obstante a BDO Trevisan Auditores Independentes, para fins legais brasileiros (arquivamento das ITRs e DFPs na CVM), ser a responsável desde 2004 pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia; e
- Informações financeiras relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 30 de setembro de 2005, objeto de revisão especial pela Deloitte Touche Tomahtsu Auditores Independentes, elaboradas especialmente para o fim desta Oferta e inclusão neste Prospecto, não obstante a BDO Trevisan Auditores Independentes, para fins legais, ser a responsável desde 2004 pela revisão especial das demonstrações financeiras trimestrais da Companhia.

A Companhia, no caso de subsidiárias não integralmente detidas pela Companhia, prepara as consolidações de suas demonstrações financeiras de forma proporcional à sua participação em determinada subsidiária.

De acordo com as regras estabelecidas pelas autoridades regulatórias, a Companhia aplica taxas de depreciação e amortização determinadas pela ANEEL. Neste sentido, a Companhia entende que a ANEEL está estudando possíveis modificações de tais taxas, com o objetivo de que os ativos relacionados aos projetos originais sejam totalmente depreciados (quando sua vida útil exceder o prazo da concessão) durante o prazo da concessão. Esta alteração, se aprovada, resultará em aumento nas taxas de depreciação dos ativos da Companhia.

Certos ativos de geração específicos não geram um fluxo de caixa suficiente para cobrir o valor de sua depreciação. Por outro lado, de maneira geral, quando considerados em conjunto, os ativos de geração da Companhia produzem uma significativa geração de caixa positiva. A administração da Companhia considera que seus ativos de geração não devem ser avaliados de forma isolada e que as considerações acerca da geração de caixa de tais ativos devem ser baseadas em sua geração de caixa total quando comparada ao valor total da depreciação.

As informações contidas neste Prospecto em relação ao Brasil e à economia brasileira são baseadas em dados publicados pelo Banco Central, pelos órgãos públicos e por outras fontes independentes de informações. Os dados estatísticos sobre o setor de energia elétrica são baseados em dados publicados pelo MME e pela ANEEL. A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores não assumem qualquer responsabilidade pela precisão ou suficiência de tais informações.

No presente Prospecto, os termos “Real”, “Reais” e o símbolo “R$” referem-se à moeda oficial do Brasil. Os termos “dólar” e “dólares”, assim como o símbolo “US$”, referem-se à moeda oficial dos Estados Unidos da América. As demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia são apresentadas em Reais e são elaboradas em conformidade com as Práticas Contábeis Brasileiras.

Alguns números constantes do presente Prospecto podem não representar totais exatos em virtude de arredondamentos efetuados. Sendo assim, os resultados totais constantes de algumas tabelas presentes neste Prospecto podem não corresponder ao resultado exato da soma dos números que os precedem. As informações financeiras disponibilizadas neste Prospecto, quando referidas à Companhia, consideram as informações financeiras consolidadas da Companhia e de suas Controladas.

As informações e dados estatísticos relativos ao mercado em que a Companhia atua foram obtidos junto a relatórios de consultorias independentes, órgãos governamentais e publicações em geral. Em que pese a Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores acreditarem na credibilidade de tais fontes de informação, estes não realizaram qualquer verificação independente quanto àquelas informações ou dados estatísticos, pelo que não se pode garantir sua exatidão e completude.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PERSPECTIVAS PARA O FUTURO

Este Prospecto inclui estimativas e perspectivas para o futuro, principalmente na Seção "Sumário da Companhia", "Fatores de Risco", "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais", "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro" e "Atividades da Companhia". As estimativas e perspectivas para o futuro têm por embasamento, em grande parte, expectativas atuais e projeções sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou podem afetar os negócios da Companhia. Muitos fatores importantes, além dos fatores discutidos neste Prospecto, podem impactar adversamente os resultados da Companhia tais como previstos nas estimativas e perspectivas sobre o futuro. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes:

- a conjuntura econômica, de negócios e política no País;
- escassez de recursos hídricos e interrupções do sistema de transmissão, problemas operacionais e técnicos ou danos físicos nas instalações;
- alterações das tarifas de energia elétrica;
- regulamentos governamentais atuais e futuros relativos ao setor elétrico;
- mudança na regulação ou execução das normas ambientais;
- interrupção ou perturbação nos serviços da Companhia;
- inflação, valorização e desvalorização do Real;
- o término antecipado ou intervenção das Concessões da Companhia pelo Poder Concedente;
- a capacidade da Companhia de implementar o plano de investimentos em manutenção, incluindo a capacidade de obter financiamento quando necessário e em condições razoáveis;
- alterações na demanda de energia elétrica por consumidores;
- a capacidade da Companhia de adquirir novos projetos de geração, incluindo de seu acionista controlador ou de terceiros, em condições favoráveis e/ou de mercado;
- alteração na regulamentação tributária, inclusive encargos setoriais;
- alteração nas estratégias e planos do acionista controlador da Companhia; e
- outros fatores de risco apresentados na Seção "Fatores de Risco".

As palavras "acredita", "pode", "poderá", "visa", "estima", "continua", "antecipa", "pretende", "espera" e outras palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e perspectivas para o futuro. As considerações sobre estimativas e perspectivas para o futuro incluem informações atinentes a resultados e projeções, estratégia, planos de financiamentos, posição concorrencial, ambiente do setor, oportunidades de crescimento potenciais, os efeitos de regulamentação futura e os efeitos da concorrência. Tais estimativas e perspectivas para o futuro referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que nem a Companhia, nem os Acionistas Vendedores, nem o Coordenador Líder assumem a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e perspectivas para o futuro constantes neste Prospecto podem não vir a se concretizar. Tendo em vista estas limitações, os investidores não devem tomar suas decisões de investimento exclusivamente com base nas estimativas e perspectivas para o futuro contidas neste Prospecto.

FATORES DE RISCO

Antes de tomar uma decisão de investimento em ações, os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente os riscos e incertezas descritos abaixo e as outras informações contidas neste Prospecto. Os riscos descritos abaixo não são os únicos enfrentados pela Companhia, ou aos quais estão sujeitos investimentos no Brasil. Os negócios, situação financeira, ou resultados operacionais da Companhia podem ser adversa e relevantemente afetados por quaisquer desses riscos. Riscos adicionais que não são atualmente do conhecimento da Companhia, dos Acionistas Vendedores ou dos Coordenadores, ou que a Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores julguem nesse momento ser de pequena relevância, também podem vir a afetar os negócios da Companhia. Vide "Considerações sobre Estimativas e Perspectivas para o Futuro". Este Prospecto também contém estimativas e projeções que envolvem riscos e incertezas. Os resultados da Companhia podem diferir significativamente daqueles previstos antecipadamente nestas projeções em decorrência de determinados fatores, incluindo os riscos enfrentados pela Companhia, conforme descritos a seguir e em outras seções deste Prospecto.

RISCOS RELACIONADOS A FATORES MACROECONÔMICOS

O Governo Federal e outras entidades da administração pública exercem influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas no Brasil podem influenciar adversamente as atividades da Companhia e o preço das Ações.

O Governo Federal intervém freqüentemente na economia brasileira e ocasionalmente implementa mudanças significativas na política monetária e de crédito e na regulamentação econômica, bem como em outras políticas governamentais. As ações do Governo Federal para conduzir o rumo da economia, controlar a inflação e dar efeito a outras políticas incluíram, no passado, controle sobre preços e salários, desvalorizações da moeda, controles sobre o fluxo de capital, limites nas importações, congelamento de contas correntes, entre outras medidas. Os negócios, condições financeiras e os resultados operacionais da Companhia, bem como o valor de mercado das Ações, poderão ser adversamente afetados por mudanças de políticas públicas, sejam elas implementadas em âmbito federal, estadual ou municipal, referentes a tarifas públicas e controles sobre o câmbio, bem como por outros fatores, tais como:

- variação cambial e políticas de controle cambial;
- inflação;
- taxas de juros;
- liquidez do mercado doméstico financeiro e de capitais;
- política fiscal;
- instabilidade de preços, social e política;
- racionamento de energia elétrica;
- crescimento econômico interno;
- regime tributário, inclusive encargos setoriais; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

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 4,9% em 2004, segundo o IBGE, após ter crescido 0,5% e 1,9% em 2003 e 2002, respectivamente. Face ao crescimento limitado dos últimos anos, é ainda incerto se a política econômica vigente persistirá. A Companhia não tem como prever as políticas fiscais, monetárias, previdenciárias, bem como outras medidas, que serão adotadas pelo Governo Federal, nem tampouco se estas políticas resultarão em conseqüências adversas à economia e aos negócios e resultados operacionais da Companhia ou ao preço de mercado das Ações.

A futura evolução da economia brasileira, assim como das políticas do Governo Federal poderá afetar adversamente os negócios da Companhia e os seus resultados, bem como o valor de mercado das Ações.

Denúncias recentes sobre corrupção de políticos podem gerar instabilidade política e econômica.

O desempenho da economia brasileira, no passado, sofreu impactos em virtude do cenário político do País. As crises políticas, no passado, afetaram a confiança de investidores e do público em geral, bem como tem tido efeitos adversos no desenvolvimento da economia. Diversos políticos estão sendo acusados de fazer pagamentos a parlamentares em troca de apoio político. Como resultado, determinados parlamentares e ministros deixaram ou renunciaram a seus cargos ou enfrentam investigações administrativas. As acusações podem enfraquecer o Governo Federal e dificultar a governabilidade do País, as reformas econômicas, sociais e políticas a serem implementadas e/ou gerar instabilidade política e econômica. A Companhia e os Acionistas Vendedores não podem prever as conseqüências de tais acusações, bem como seus efeitos na economia e nos resultados operacionais da Companhia. Esta e outras crises políticas podem impactar adversamente a economia brasileira, os resultados operacionais da Companhia e o valor de mercado das Ações.

A inflação e certas medidas governamentais para combatê-la podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e prejudicar os negócios da Companhia e o valor de mercado das Ações.

O Brasil apresentou altas taxas de inflação no passado. A taxa de inflação brasileira foi de 10,0% em 2000, 10,4% em 2001, 25,3% em 2002, 8,7% em 2003 e 12,4% em 2004 (conforme apurado pelo IGP-M). Medidas para conter a inflação, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, têm contribuído para incertezas na economia brasileira e para aumentar a volatilidade no mercado de capitais brasileiro. Ações futuras do Governo Federal, incluindo definição das taxas de juros ou intervenções no mercado de câmbio para ajustar ou recuperar o valor do Real, podem ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia ou no valor de mercado das Ações. Pressões inflacionárias também podem afetar a capacidade da Companhia de acessar mercados financeiros estrangeiros e de se antecipar as políticas governamentais de combate à inflação que possam causar danos aos seus negócios ou afetar adversamente o valor de mercado das Ações.

Oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem afetar negativamente os negócios da Companhia.

A moeda brasileira, historicamente, apresentou desvalorizações freqüentes. O Real desvalorizou 15,7% em relação ao dólar em 2001 e 34,3% em 2002. Em 2003 e 2004, entretanto, houve valorização do Real frente ao dólar correspondente a, respectivamente, 22,3% e 8,8%. Nestes períodos de desvalorização da moeda brasileira, o Governo Federal já adotou medidas e planos econômicos de restrição cambial. O resultado da 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. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de US$238,0 milhões. Adicionalmente, alguns custos da Companhia, associados principalmente à aquisição de parte dos equipamentos e tecnologia relacionados ao seu Parque Gerador, estão vinculados a moeda estrangeira. Desta forma, tais eventos e medidas podem gerar efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios e resultados da Companhia, especialmente por parte do endividamento da Companhia estar atrelado ao Dólar.

A desvalorização do Real frente ao Dólar pode aumentar o custo da dívida em moeda estrangeira da Companhia. A desvalorização do Real também traz consigo pressões inflacionárias adicionais no Brasil que podem afetar negativamente os resultados da Companhia. A desvalorização do Real frente ao Dólar, de um modo geral, reduz o acesso aos mercados de capitais internacionais e pode resultar em intervenções governamentais tais como a adoção de políticas recessivas. Ela também reduz o valor em Dólar das receitas, distribuições e dividendos da Companhia, bem como o valor em Dólar do preço de mercado das Ações Ordinárias. Por outro lado, uma valorização do Real frente ao Dólar pode levar à deterioração das contas do país e da balança de pagamentos, bem como a uma desaceleração no crescimento econômico baseado nas exportações.

As flutuações das taxas de juros podem gerar um efeito negativo nos negócios da Companhia e no valor de mercado das Ações.

O Banco Central estabelece as taxas básicas de juros para o sistema bancário brasileiro em geral, de acordo com a expansão ou redução da economia brasileira, nível da inflação e outras políticas. De fevereiro a julho de 2002, o Banco Central diminuiu a taxa básica de juros de 19,0% para 18,0% em 17 de julho de 2002. De outubro de 2002 a fevereiro de 2003, o Banco Central aumentou a taxa básica de juros em 8,5 pontos percentuais, para 26,5% em 19 de fevereiro de 2003. A taxa básica de juros permaneceu em alta até junho de 2003, quando o Banco Central iniciou a trajetória de decréscimo da taxa básica de juros. Posteriormente, ao longo do ano de 2004 e nos primeiros meses de 2005, a taxa de juros básica voltou a sofrer majoração por decisão do Banco Central, sendo que, na data deste Prospecto, a taxa básica de juros era de 19,0%.

Em 30 de setembro de 2005, significativa parte do endividamento da Companhia era denominado em Reais e atrelado a taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, tais como TJLP e Taxa DI. Em 30 de setembro de 2005, o valor total das dívidas da Companhia era de R$1.584,1 milhões, sendo que desse total R$1.064,2 milhões estão sujeitos a taxas de juros variáveis. Portanto, uma elevação das taxas de juros DI e índices de inflação poderá ter impacto negativo no resultado da Companhia, na medida em que pode aumentar os custos de sua dívida.

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

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

Acontecimentos ou condições de outros países emergentes já afetaram significativamente a disponibilidade de crédito na economia brasileira e resultaram em consideráveis saídas de recursos e queda no volume de investimentos estrangeiros no Brasil. Não há como garantir que futuros acontecimentos em países emergentes, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos desses países, não afetarão a oferta de crédito no mercado local e internacional de modo adverso causando efeitos negativos na economia brasileira, nos negócios e nos resultados da Companhia. Considerando que a Companhia atua em setor que exige investimentos de capital significativos, caso o seu acesso ao mercado de capitais e de crédito seja limitado, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para cumprir seu plano de investimentos, expandir seu Parque Gerador e manter sua participação de mercado, afetando de forma negativa seus resultados e sua condição financeira, bem como o valor de mercado das Ações.

RISCOS RELACIONADOS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A extensa legislação e regulamentação governamental e eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar os negócios e os resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que esta está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil, as quais incluem:

- a criação de um mercado regulamentado para a compra e venda de energia elétrica, no qual as Distribuidoras devem contratar, por meio de leilões públicos, organizados e conduzidos pelo MME e pela ANEEL, 100% de sua demanda de energia;
- a necessidade das Geradoras comprovarem que possuem condições de fornecimento de energia a seus consumidores; e
- a proibição de operações com partes relacionadas, inclusive a venda de energia por Geradoras a Distribuidoras afiliadas.

Tal legislação permanece sujeita à regulamentação por parte do MME e da ANEEL, por meio de decretos, resoluções e outros atos normativos, inclusive no que tange aos preços e condições da energia nova, condições e regras dos leilões de energia e sua constitucionalidade está atualmente sendo questionada perante o Supremo Tribunal Federal. Até a data deste Prospecto, o Supremo Tribunal Federal não havia chegado a uma decisão final sobre o questionamento, e, portanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico permanece em vigor.

No caso da totalidade ou de uma parte relevante da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ser considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o marco regulatório introduzido pela referida Lei poderá não mais vigorar, gerando incerteza em relação à forma e ao momento em que o Governo Federal será capaz de introduzir mudanças no setor elétrico.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o STF e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de se prever, sendo que as mesmas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia e seus resultados operacionais.

Adicionalmente, em 18 de novembro de 2004, o MME editou a Portaria nº 303, na qual a metodologia de cálculo da Garantia Física das usinas termelétricas foi alterada, sendo que a nova Garantia Física deverá ser observada a partir de 2008. As usinas termelétricas da Companhia contavam com Garantia Física de 984,8 MW médio, em 30 de setembro de 2005, e a partir de 2008 contarão com 852,8 MW médio, seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria acima referida. A Companhia não pode assegurar que novas medidas como esta não sejam tomadas no futuro, e, desta forma, está sujeita a possíveis reduções em sua Garantia Física, o que pode afetar de forma negativa seus resultados operacionais e o valor de mercado das Ações.

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução das atividades da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais:

- alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia;
- descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais;
- imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e
- atraso na implementação de reajustes anuais de tarifas.

A Companhia não pode assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócio, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

O crescimento da Companhia por meio de licitações pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de usinas de geração de energia no Brasil.

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de bem público, como é caso das hidroelétricas, podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas à alteração, tanto no âmbito federal quanto estadual. A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ser em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia e o acionista controlador, a expansão e diversificação do atual Parque Gerador poderá sofrer um impacto adverso, prejudicando o preço de mercado das Ações.

Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica praticados pela Companhia.

A Companhia hoje vende 541 MW médios de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A partir de 2009, com o início da descontratação dos volumes atuais, a Companhia poderá aumentar o volume de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A legislação em vigor permite que as Distribuidoras que venham a contratar com a Companhia no Ambiente de Contratação Regulada reduzam suas quantidades contratadas até um determinado limite de 5,0%, sem qualquer ônus, expondo a Companhia ao risco de não contratar o respectivo volume reduzido nas mesmas condições com outro cliente ou a preços adequados. Se a Companhia não puder contratar a capacidade excedente com preços adequados poderá ter um efeito material adverso na condução dos seus negócios, e sua receita e seus resultados operacionais poderão ser afetados negativamente no futuro, bem como o valor de mercado das Ações.

O impacto de uma potencial falta de eletricidade e o conseqüente racionamento de energia elétrica poderá ter um efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A energia hidroelétrica é a maior fonte de eletricidade no Brasil, representando em 2004 aproximadamente 78,0% da Capacidade Instalada do Brasil e 92,0% da energia efetivamente gerada. Nos anos anteriores a 2001, a ocorrência de chuvas em volumes substancialmente menores que as médias históricas e a falta de expansão da capacidade instalada do SIN (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica), resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País. Diante dessa condição adversa, em 15 de maio de 2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para Consumidores Livres, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Se o Brasil passar por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá implementar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado das Ações.

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

As empresas do setor elétrico, em particular as Geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou ficarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente de licença ambiental. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, conseqüentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios da Companhia e o valor de mercado das Ações.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como conseqüência, os sócios e administradores da empresa poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para a Companhia.

Movimentos sociais contrários à expansão do parque gerador através da construção de grandes empreendimentos hidroelétricos podem sujeitar empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia, a interrupções na implantação e/ou operação de suas usinas.

Movimentos sociais organizados, contrários à expansão do parque gerador Brasileiro através de grandes empreendimentos hidroelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implementação e/ou operação de projetos hidroelétricos, através de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, além dos planejados e esperados por empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte de tais movimentos sociais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Redução dos preços de venda de energia elétrica decorrente da participação nos leilões de energia promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no Ambiente de Contratação Regulada pode acarretar em efeito adverso aos resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Em 7 de dezembro de 2004, foi realizado o primeiro leilão de energia nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, por meio do qual foram leiloados montantes de energia elétrica de empreendimentos existentes (energia velha). O mercado brasileiro apresenta atualmente oferta de energia superior à demanda, o que trouxe uma tendência de redução no preço atual de energia. A participação de Geradoras no leilão não é obrigatória.

Considerando que a Companhia possui, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, ativos que compõem um "empreendimento de geração existente", ao participar dos leilões de "energia velha", a Companhia estará concorrendo com companhias estatais e federais de geração de energia elétrica. De um modo geral, companhias estatais e federais são capazes de oferecer uma energia mais barata que os outros empreendimentos de geração. Deste modo, a participação dessas companhias nos leilões de energia velha poderá acarretar a queda dos preços de venda de energia.

A participação da Companhia nos referidos leilões poderá acarretar uma redução de sua receita, tendo em vista que será necessário baixar seus preços de venda de energia para viabilizar a venda de sua energia nos leilões, fato que pode afetar negativamente seus resultados operacionais e financeiros, bem como o valor de mercado de suas Ações.

Crescimento da concorrência no segmento de Consumidores Livres em decorrência do término dos Contratos Iniciais.

Durante o período de transição previsto pela Lei do Setor Elétrico (entre os anos de 1998 e 2005), toda a energia existente no mercado foi contratada por meio de Contratos Iniciais que, com preços e quantidades de energia e de demanda de potência determinados pela ANEEL, substituiu o sistema anterior de contratos de suprimento. Os Contratos Iniciais foram homologados pela ANEEL, em agosto de 1998, para as empresas localizadas na região Sul, e em dezembro de 1998, para as empresas localizadas nas regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil. Foram estabelecidas quantidades de energia e de demanda de potência para o período de 1999 a 2002. Durante o período de 2003 a 2005, as quantidades de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais foram reduzidas a uma taxa anual de 25% do seu volume inicial, sendo que tais contratos estarão terminados até 31 de dezembro de 2005. De acordo com a nova regulamentação do setor elétrico, a energia liberada dos Contratos Iniciais pode ser vendida a Consumidores Livres.

Com o término dos Contratos Iniciais, a Companhia e outras Geradoras e Comercializadoras passarão a concorrer diretamente entre si no segmento de fornecimento de energia elétrica a Consumidores Livres. Essa concorrência poderá dificultar o crescimento e/ou a renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para Consumidores Livres e, conseqüentemente, suas receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento poderão ser adversamente afetados.

RISCOS RELACIONADOS À COMPANHIA

As concessões e autorizações da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidroelétricos e de suas usinas termelétricas, estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão, firmados entre a Companhia e o Poder Concedente (através da ANEEL), foram outorgadas à Companhia diversas concessões referentes aos aproveitamentos hidroelétricos a partir dos quais a Companhia produz a maior parte da energia elétrica por ela comercializada.

Tais concessões poderão ser prorrogadas por um período adicional correspondente ao respectivo prazo de concessão se a Companhia, tendo cumprido todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão, solicitar tal prorrogação até 36 meses antes da data de seu vencimento. A prorrogação da concessão ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica. Os Contratos de Concessão dispõem que cada Concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público, (ii) em caso de caducidade da Concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das Concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos contratos de concessão sejam rescindidos em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado das Ações.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas usinas termelétricas, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado das Ações.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de:

- crescimento com disciplina financeira;
- maximização da eficiência do portfolio de clientes; e
- eficiência operacional.

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos serão integralmente realizados. Um elemento crítico da estratégia da Companhia é a capacidade de expandir o Parque Gerador em termos e condições rentáveis para ela por meio de novos projetos, quer por meio da aquisição de concessões já outorgadas (inclusive ao seu acionista controlador), quer por meio da apresentação de propostas bem sucedidas para novas concessões. Além disso, uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar novos financiamentos para a construção de barragens ou para o seu aprimoramento. Caso a Companhia não seja bem sucedida em suas propostas, seja pelo fato de as mesmas implicarem custos de construção ou aprimoramento muito altos se comparados aos retornos subseqüentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia ou intervir nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos Contratos de Concessão e autorizações da Companhia. Dependendo da gravidade do inadimplemento, tais penalidades podem incluir:

- advertências;
- multas, por infração, de até 2,0% da receita da Companhia no ano encerrado imediatamente anterior à data da respectiva violação;
- embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões; e
- caducidade da concessão.

A ANEEL pode ainda, e sem prejuízo das penalidades descritas acima, intervir temporariamente nas concessões outorgadas à Companhia para assegurar a adequada exploração do Parque Gerador e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Qualquer das penalidades descritas acima, bem como a intervenção da ANEEL nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado das Ações.

A construção, expansão e operação das usinas hidroelétricas e termelétricas envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a geração de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- interrupção do fornecimento;
- interrupções no trabalho;
- greves e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- interferências hidrológicas e meteorológicas;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- necessidade de altos investimentos de capital; e
- indisponibilidade de financiamentos adequados.

A Companhia não contrata seguro contra alguns destes riscos, incluindo determinados riscos hidrológicos. A ocorrência destes ou outros problemas, poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia em quantidade compatível com suas projeções ou com suas obrigações perante seus clientes, o que pode ter um efeito relevante adverso em sua situação financeira e no seu resultado operacional, bem como no valor de mercado das Ações.

Parte substancial dos resultados operacionais da Companhia dependem de condições hidrológicas favoráveis.

De acordo com os dados do ONS, aproximadamente 92,0% do suprimento de energia do SIN é gerado por usinas hidroelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidroelétrica, incluindo as UHEs da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Energia Assegurada, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços tendem a ser elevados, podendo afetar negativamente os resultados financeiros futuros da Companhia, bem como o valor de mercado das Ações.

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de suas usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídas a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

A Companhia poderá ser responsabilizada por (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem em interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídas a nenhum agente identificado do setor elétrico. O valor das indenizações, neste último caso, deverá ser rateado na seguinte proporção: 60,0% para os agentes de distribuição, 20,0% para os agentes de geração e 20% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

A Companhia pode vir a arcar com significativos custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados.

O Plano de Benefício Definido (PBD) patrocinado pela Companhia representa um risco com grau de incerteza elevado, dado que os custos são calculados atuarialmente. A Companhia implementou Plano de Contribuição Definida, para o qual em 31 de julho de 2005 houve migração de 94% dos participantes ativos. No período encerrado em 30 de setembro de 2005, o montante do passivo decorrente de benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 267,0 milhões, dos quais R$ 114,0 milhões correspondem a dívidas contratadas. O montante das perdas atuariais de R$ 155,3 milhões, cujo valor excede o valor presente das obrigações atuariais, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação nº 371 da CVM, não está registrado nas demonstrações financeiras e será amortizado, de forma linear, pelo período de aproximadamente 11 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano. No caso da Companhia ter que vir a contabilizar tal déficit atuarial, seus resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

Decisões judiciais desfavoráveis podem afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, tanto na esfera cível, trabalhista, previdenciária e fiscal. Em 30 de setembro de 2005, as perdas prováveis possíveis e remotas nestas ações envolviam o montante total de R$237,2 milhões, dos quais 14,4% estão relacionados a ações trabalhistas, 13,9% estão relacionados a ações previdenciárias, 9,8% a ações fiscais e os demais 61,9% a ações de natureza cível. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia tinha provisões para as perdas prováveis no montante de R$145,5 milhões. No caso de decisões judiciais desfavoráveis à Companhia, quanto às perdas possíveis e remotas, os resultados operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados.

Decisões judiciais desfavoráveis em processos judiciais movidos contra a privatização da Gerasul podem acarretar conseqüências imprevisíveis e afetar adversamente a Companhia e os investidores em Ações.

Em 1988, quando da privatização da Companhia, foram propostas duas ações civis públicas e três ações populares contra a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Companhia, a Eletrobrás, a Eletrosul e, posteriormente, a SESA que, em conjunto, questionam a reorganização societária que resultou na criação e na subseqüente privatização da Gerasul (antiga denominação da Companhia). Em 2001, foi proferida decisão de primeira instância em uma ação civil pública declarando a nulidade da cisão da Eletrosul que resultou na criação da Gerasul e todos os atos decorrentes (a "Primeira Ação Civil Pública"). Em virtude da decisão nesta ação, o juiz extinguiu as demais ações (a "Segunda Ação Civil Pública" e as "Ações Populares") sem julgamento do mérito. As partes interpuseram recursos de apelação que foram recentemente julgados pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região ("TRF"). O TRF reformou a sentença da Primeira Ação Civil Pública, decretando válidos todos os atos praticados que culminaram na criação e privatização da Gerasul. Além disso, o TRF julgou a Segunda Ação Civil Pública totalmente improcedente, validando, assim, todos os atos praticados que levaram à privatização da Gerasul. Nas Ações Populares, as decisões de extinção sem julgamento do mérito foram confirmadas pelo TRF. Dessas decisões poderão ser interpostos recurso especial para o Superior Tribunal de Justiça ("STJ") e recurso extraordinário para o Supremo Tribunal Federal ("STF"). Não há como garantir que um resultado favorável à Companhia e aos demais réus em segunda instância será mantido pelo STJ ou STF (caso os respectivos recursos sejam efetivamente interpostos) ou prever as conseqüências de uma decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus nesses processos, sendo possível que o resultado dessa ação seja a nulidade do processo de privatização da Gerasul. Os efeitos de uma decisão final desfavorável à Companhia e aos demais reús são complexos e difíceis de se determinar, e a Companhia acredita que envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Eletrobrás, a Eletrosul, a Companhia e a SESA e terceiros, incluindo os investidores em Ações, os quais podem ser adversamente afetados. Para informações adicionais acerca dos processos judiciais questionando a privatização da Gerasul, ver "Atividades da Companhia – Processos Judiciais e Administrativos".

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.

Uma parte dos ativos de geração da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, sendo que tais bens deverão regressar ao Poder Concedente finda ou extinta a concessão, de acordo com a legislação vigente. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

Os contratos financeiros, escritura de emissão de debêntures e outros instrumentos representativos das dívidas da Companhia possuem obrigações específicas, sendo que qualquer inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações pode afetar adversamente e de forma relevante a condição financeira da Companhia e sua capacidade de conduzir seus negócios.

A Companhia é parte em diversos instrumentos financeiros, alguns dos quais exigem manter certos índices financeiros e cumprir com outras obrigações específicas. Inadimplementos a estes instrumentos que não sejam sanados ou renunciados pelos respectivos credores poderão acarretar a decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado de tais dívidas, bem como podem resultar no vencimento antecipado de outros instrumentos financeiros (*cross-default*). Os ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor das obrigações da Companhia.

RISCOS RELATIVOS ÀS AÇÕES DA COMPANHIA E À OFERTA

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

O investimento em valores mobiliários, tais como as Ações, representa um investimento de risco, uma vez que é um investimento em renda variável e, assim, os investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos à volatilidade do mercado de capitais.

Investimentos no mercado de capitais brasileiro, inclusive nas Ações, estão sujeitos a riscos de natureza econômica e política, que envolvem, entre outros:

- mudanças no ambiente regulatório, fiscal, econômico e político que podem afetar a capacidade dos investidores de receber pagamentos, no todo ou em parte, relativo a seus investimentos; e
- restrições a investimento estrangeiro e à repatriação de capital.

Além disso, a eventual falta de liquidez no mercado de títulos e valores mobiliários pode limitar substancialmente a capacidade dos investidores em vender as Ações da Companhia ao preço e na ocasião desejadas. Em especial, anteriormente à Oferta, as Ações da Companhia apresentavam liquidez reduzida e a realização da Oferta é parte da estratégia da Companhia e seus controladores de promover a liquidez das Ações.

A Companhia não pode garantir se um mercado de negociação líquida e ativa para as suas Ações vai se desenvolver ou se sustentar. Esses fatores podem afetar desfavoravelmente o valor de mercado e a liquidez das Ações, o que poderá limitar a habilidade do investidor de revender as Ações ao preço e no tempo desejado.

A Companhia pode precisar de recursos adicionais no futuro, que podem não estar disponíveis. Aumentos de capital podem ser realizados para suprir tal necessidade de recursos, o que pode diluir a participação dos acionistas da Companhia.

A Companhia pode precisar captar recursos adicionais no futuro, sendo que pode não ser capaz de obter tais financiamentos ou não obtê-los em condições favoráveis. Caso a Companhia não possa obter os fundos adequados visando satisfazer as suas necessidades, ela poderá precisar aumentar o seu capital. Além disso, a Companhia pode optar por buscar recursos adicionais no mercado financeiro ou de capitais, se acreditar que tais recursos podem ser obtidos em termos vantajosos. Qualquer captação de recursos obtida por meio de aumentos de capital poderá diluir a participação dos acionistas da Companhia.

O Grupo Suez, por meio da SESA, poderá tomar determinadas decisões em relação aos negócios da Companhia sem a participação de todos os seus acionistas.

A SESA, empresa controlada pelo Grupo Suez, é titular de 78,3% do capital votante da Companhia antes da Oferta e deterá 69,88% do capital votante após a Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar e Ações Adicionais e considerando a participação integral da BNDESPAR na Oferta. Assim sendo, a SESA, na administração dos negócios da Companhia, tem poderes para:

- eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia;
- impedir negociações significativas que demandem a aprovação dos acionistas;
- impedir uma fusão estratégica com outra companhia geradora de energia que poderia criar benefícios significativos para as empresas participantes da fusão;
- limitar a oportunidade dos demais acionistas de receber um ágio por suas ações em virtude de eventual reorganização societária, incluindo incorporações, fusões, cisões e incorporação de ações; e
- influenciar a política de dividendos da Companhia.

Além disso, a estratégia do Grupo Suez no Brasil compreende o desenvolvimento de novos projetos hidroelétricos de grande porte, separadamente da condução das atividades de geração de energia conduzidas pela Companhia. O processo de qualificação para licitações públicas, obtenção de concessões e autorizações, formação de consórcios com outras empresas, a negociação de contratos de construção, aquisição de equipamentos e financiamentos de novos projetos é feito em uma sociedade distinta da Companhia. Somente após a realização das etapas listadas anteriormente é que o novo projeto é transferido para a Companhia. Não há nenhuma garantia contratual que tais projetos serão transferidos para a Companhia e, desta forma, não é possível estimar o impacto que qualquer das medidas acima teria no preço das Ações.

A aprovação de certas matérias, incluindo, entre outras, a implantação de planos e orçamentos comerciais, a emissão de ações ou de títulos representativos de dívida e a aprovação de certos instrumentos de empréstimo ou de financiamento pelo Conselho de Administração da Companhia e por seus acionistas está sujeita à aprovação da SESA.

Não há garantias que os acionistas da Companhia receberão dividendos.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações e do último Estatuto Social da Companhia, aprovado pela Assembléia Geral de Acionistas, exceto por decisão contrária do seu Conselho de Administração, com aprovação dos acionistas, a Companhia é obrigada a pagar aos seus acionistas o equivalente a 30,0% de seu lucro líquido. Portanto, primeiramente, a distribuição de dividendos pela Companhia depende da apuração de lucro líquido pela Companhia nos termos da lei. Ademais, a distribuição de dividendos estará sujeita à decisão do Conselho de Administração da Companhia nos termos do Estatuto Social e da legislação vigente. Não obstante a obrigação de pagamento da parcela correspondente a 30,0% do lucro líquido a título de dividendos, o Conselho de Administração da Companhia poderá decidir por não distribuir quaisquer dividendos, caso essa distribuição seja incompatível com a situação financeira da Companhia. Desta forma, o investimento nas Ações não garante o recebimento de dividendos em todos os exercícios sociais.

Os Investidores Não-Institucionais poderão não conseguir adquirir o número total de Ações objeto de seus respectivos Pedidos de Reserva, sujeitando-se a regras de rateio no caso de excesso de demanda.

Caso o total dos Pedidos de Reserva de Ações seja superior ao montante de 10,0% do total das Ações efetivamente distribuídas, será realizado rateio entre todos os Investidores Não-Institucionais que aderirem à Oferta de Varejo. Vide Seção "Informações Relativas à Oferta – Procedimentos da Oferta". Na hipótese de ser constatado excesso de demanda, os Investidores Não-Institucionais não poderão adquirir a quantidade de ações objeto de seus respectivos Pedidos de Reserva.

A venda substancial das Ações após a Oferta pode diminuir o valor de mercado das Ações Ordinárias.

A Companhia, a SESA, a BNDESPAR e o Banco Clássico S.A. concordaram que, sujeito a determinadas exceções (veja item "Restrições à Negociação de Ações (*Lock-up*)" na seção "Informações Relativas à Oferta"deste Prospecto), não irão emitir ou transferir suas ações de emissão da Companhia. Findo tal prazo, as ações de emissão da Companhia detidas por tais acionistas, anteriormente sujeitas às restrições mencionadas acima, poderão ser livremente negociadas. Caso a Companhia decida emitir ações adicionais, ou caso os Acionistas Vendedores decidam vender ações ordinárias adicionais da Companhia, ou se o mercado notar que os Acionistas Vendedores ou a Companhia pretendem vendê-las, o valor de mercado das Ações pode cair significativamente.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Tendo em vista que a Oferta descrita neste Prospecto será uma distribuição pública secundária das Ações pelos Acionistas Vendedores, a Companhia não receberá quaisquer recursos em decorrência da realização da Oferta. Os Acionistas Vendedores receberão todos os recursos líquidos resultantes da venda das Ações objeto desta Oferta.

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Capitalização
- Informações Financeiras Selecionadas
- Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais
- Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro
- Atividades da Companhia
- Administração
- Principais Acionistas e Acionistas Vendedores
- Operações com Partes Relacionadas
- Informações sobre o Mercado e os Títulos e Valores Mobiliários Emitidos
- Descrição do Capital Social

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir descreve o endividamento de curto e de longo prazo, o patrimônio líquido e a capitalização total da Companhia, em 30 de setembro de 2005. A Companhia não receberá recurso algum resultante da venda das Ações Ordinárias pelos Acionistas Vendedores. O investidor deve ler esta tabela em conjunto com as informações das seções "Apresentação das Informações Financeiras", "Informações Financeiras Selecionadas", "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais", e os balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia S.A., levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002 auditados e as informações financeiras consolidadas para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e de 2005, objeto de revisão especial pelos auditores independentes, e as respectivas notas, constantes deste Prospecto. As informações financeiras disponibilizadas neste Prospecto, quando referidas à Companhia, consideram as informações financeiras consolidadas da Companhia e de suas Controladas.

	Período encerrado em 30 de setembro de 2005 (em milhões de R$)	**% do Total**	**Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004 (em milhões de R$)**	**% do Total**
Capitalização Total [1]	**4.961,1**	**100,0%**	**4.780,9**	**100,0%**
Dívida de Curto Prazo	**275,9**	**5,6%**	**301,0**	**6,3%**
Empréstimos e Financiamentos	240,9	4,9%	277,7	5,8%
Moeda Estrangeira				
Secretaria do Tesouro Nacional	89,3	1,8%	104,6	2,2%
Instituições Financeiras	19,3	0,4%	48,8	1,0%
Moeda Nacional				
Eletrobrás	71,6	1,4%	66,4	1,4%
Instituições Financeiras	60,7	1,2%	57,9	1,2%
Debêntures	35,0	0,7%	23,3	0,5%
Dívida de Longo Prazo	**1.308,2**	**26,4%**	**1.693,0**	**35,4%**
Empréstimos e Financiamentos	963,6	19,4%	1.539,4	32,2%
Moeda Estrangeira				
Secretaria do Tesouro Nacional	288,1	5,8%	414,1	8,7%
Instituições Financeiras	131,2	2,6%	491,8	10,3%
Moeda Nacional				
Eletrobrás	193,5	3,9%	247,8	5,2%
Instituições Financeiras	350,8	7,1%	385,7	8,1%
Debêntures	344,6	6,9%	153,6	3,2%
Patrimônio Líquido	**3.377,0**	**68,1%**	**2.786,9**	**58,3%**
Capital Social	2.445,8	49,3%	2.445,8	51,2%
Reservas de Capital	91,7	1,8%	91,7	1,9%
Reservas de Lucros	249,5	5,0%	249,4	5,2%
Lucros Acumulados	590,0	11,9%	-	-

[1] Capitalização Total corresponde à soma da dívida total com o patrimônio líquido.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

O resumo das demonstrações financeiras consolidadas relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003, 2004 e as informações financeiras relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005 são derivados dos balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia, levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, e das informações financeiras consolidadas relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2005 e de 2004, auditadas e revisadas, respectivamente, pela Deloitte Touche Tomahtsu Auditores Independentes, as quais foram elaboradas e auditadas e revisadas especialmente para o fim desta Oferta e inclusão neste Prospecto.

Os balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia, levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e as demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, e as informações financeiras relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e de 2005 estão incluídas neste Prospecto. Os resultados financeiros para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005 não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para 31 de dezembro de 2005 ou para qualquer outro período semestral ou anual. As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia incluem a consolidação proporcional da participação da Companhia na Itasa.

As demonstrações financeiras regulares da Companhia e exigidas pela legislação e regulamentação societária brasileira são atualmente auditadas pela BDO Trevisan Auditores Independentes.

As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas da Companhia, incluídas neste Prospecto, e com a seção "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais".

Balanço Patrimonial

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de							
	2002	% do Total	2003	% do Total	2004	% do Total	% Variação 2002/2003	% Variação 2003/2004
Práticas Contábeis Brasileiras				(em milhões de R$)				
Ativo Circulante:								
Disponibilidades	174,7	2,6	6,4	0,1	7,7	0,1	(96,4)	20,3
Títulos e Valores Mobiliários	186,4	2,7	340,7	5,6	634,3	10,2	82,8	86,2
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	791,1	11,7	254,9	4,1	280,6	4,5	(67,8)	10,1
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	68,8	1,0	22,0	0,4	74,7	1,2	(68,0)	239,5
Ativo Fiscal Diferido	152,6	2,3	122,3	2,0	98,2	1,6	(19,9)	(19,7)
Outros	82,6	1,2	178,7	2,9	97,9	1,6	116,3	(45,2)
Total do Ativo Circulante	**1.456,2**	21,5	**925,0**	15,1	**1.193,4**	19,2	(36,5)	29,0
Realizável a Longo Prazo:								
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	35,5	0,6	-	-
Concessionárias e Permissionárias	30,7	0,4	23,2	0,4	14,9	0,2	(24,4)	(35,8)
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	15,0	0,2	30,4	0,5	8,7	0,1	102,7	(71,4)
Ativo Fiscal Diferido	236,0	3,5	191,8	3,1	186,6	3,0	(18,7)	(2,7)
Outros	32,0	0,5	93,1	1,5	126,0	2,1	190,9	35,4
Total do Ativo Realizável a Longo Prazo	**313,7**	4,6	**338,5**	5,5	**371,7**	6,0	7,9	9,8
Imobilizado	4.872,5	71,9	4.749,0	77,4	4.536,4	73,1	(2,5)	(4,5)
Outros	136,0	2,0	119,8	2,0	103,6	1,7	(11,9)	(13,5)
Total do Ativo Permanente	**5.008,5**	73,9	**4.868,8**	79,4	**4.640,0**	74,8	(2,8)	(4,7)
Total do Ativo	**6.778,4**	100,0	**6.132,3**	100,0	**6.205,1**	100,0	(9,5)	1,2
Passivo Circulante:								
Dívidas de Curto Prazo	524,0	7,8	279,7	4,6	301,0	4,8	(46,6)	7,6
Operações com Derivativos de Curto Prazo	-	-	-	-	28,0	0,5	-	-
Outros	598,6	8,8	774,7	12,6	904,3	14,6	29,4	16,7
Total do Passivo Circulante	**1.122,6**	16,6	**1.054,4**	17,2	**1.233,3**	19,9	(6,1)	17,0
Passivo Exigível a Longo Prazo:								
Dívida de Longo Prazo	2.430,7	35,9	2.025,5	33,0	1.693,0	27,3	(16,7)	(16,4)
Outros	464,8	6,8	450,6	7,4	491,9	7,9	(3,1)	9,2
Total do Passivo Exigível a Longo Prazo	**2.895,5**	42,7	**2.476,1**	40,4	**2.184,9**	35,2	(14,5)	(11,8)
Patrimônio Líquido	2.760,3	40,7	2.601,8	42,4	2.786,9	44,9	(5,7)	7,1
Total do Passivo	**6.778,4**	100,0	**6.132,3**	100,0	**6.205,1**	100,0	(9,5)	1,2

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de				
	2004	% do Total	2005	% do Total	% Variação 2004/2005
	(em milhões de R$)				
Ativo Circulante:					
Disponibilidades	2,8		9,9		
Títulos e Valores Mobiliários	571,4	9,3	521,0	8,8	(8,8)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	318,2	5,2	285,5	4,8	(10,3)
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	40,7	0,7	39,0	0,7	(4,2)
Ativo Fiscal Diferido	83,6	1,4	65,1	1,1	(22,1)
Outros	102,3	1,7	107,7	1,8	5,3
Total do Ativo Circulante	**1.119,0**	18,3	**1.028,2**	17,4	(8,1)
Realizável a Longo Prazo:					
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	36,1	0,6	-
Concessionárias e Permissionárias	16,9	0,3	7,8	0,1	(53,9)
Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar	8,6	0,1	10,5	0,2	22,1
Ativo Fiscal Diferido	189,1	3,1	180,1	3,0	(4,8)
Outros	125,5	2,0	170,1	2,9	35,5
Total do Ativo Realizável a Longo Prazo	**340,1**	5,5	**404,6**	6,8	19,0
Imobilizado	4.582,9	74,5	4.389,5	74,2	(4,2)
Outros	107,3	1,7	91,6	1,6	(14,6)
Total do Ativo Permanente	**4.690,2**	76,2	**4.481,1**	75,8	(4,5)
Total Ativo	**6.149,3**	100,0	**5.913,9**	100,0	(3,8)
Passivo Circulante:					
Dívidas de Curto Prazo	323,8	5,3	275,9	4,7	(14,8)
Outros	345,9	5,6	367,6	6,2	6,3
Total do Passivo Circulante	**669,7**	10,9	**643,5**	10,9	(3,9)
Passivo Exigível a Longo Prazo:					
Dívida de Longo Prazo	1.852,8	31,3	1.308,2	17,5	(29,4)
Outros	491,1	8,3	585,2	9,9	19,2
Total do Passivo Exigível a Longo Prazo	2.343,9	39,6	1.893,4	32,0	19,2
Patrimônio Líquido	3.135,7	53,0	3.377,0	57,1	7,7
Total do Passivo	**6,149,3**	100,0	**5.913,9**	100,0	(3,8)

Informações das Demonstrações de Resultado

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de							
	2002	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2003	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	2004	% da Receita Líquida de Vendas e Serviços	% Variação 2002/2003	% Variação 2003/2004
	(em R$ milhões, exceto número de ações e dados por ação)							
Receitas Operacionais Brutas								
Fornecimento de energia elétrica	47,6	3,5	237,6	13,0	372,7	15,1	399,1	56,9
Suprimento de energia elétrica	1.162,3	84,5	1.476,9	80,7	1.986,0	80,4	27,1	34,5
Subvenção combustível - CCC/CDE	216,2	15,7	226,9	12,4	286,2	11,6	4,9	26,1
Serviços prestados	3,7	0,3	4,2	0,2	4,7	0,2	13,5	11,9
Venda de cinzas	4,3	0,3	6,7	0,4	10,4	0,4	55,8	55,2
Outras receitas	3,0	0,2	0,5	-	1,8	0,1	(83,3)	260,0
	1.437,1	104,5	**1.952,8**	106,7	**2.661,8**	107,8	35,9	36,3
Deduções da Receita Operacional								
Imposto e contribuições sobre a receita	(57,7)	(4,2)	(116,6)	(6,4)	(185,5)	(7,5)	102,1	59,1
Repasse CCC/CDE -Venda de cinzas líquidas/outros	(4,2)	(0,3)	(5,3)	(0,3)	(6,4)	(0,3)	26,2	20,8
	(61,9)	(4,5)	**(121,9)**	(6,7)	**(191,9)**	(7,8)	96,9	57,4
Receitas Líquidas de Vendas e Serviços	**1.375,2**	100,0	**1.830,9**	100,0	**2.469,9**	100,0	33,1	34,9
Custos de Energia Elétrica e Serviços								
Energia elétrica comprada para revenda	(146,2)	(10,6)	(250,8)	(13,7)	(302,9)	(12,3)	71,5	20,8
Custo de produção de energia elétrica	(713,3)	(51,9)	(621,6)	(33,9)	(790,5)	(32,0)	(12,9)	27,2
Custo dos serviços prestados	(6,7)	(0,5)	(7,2)	(0,4)	(8,5)	(0,3)	7,5	18,0
	(866,2)	(63,0)	**(879,6)**	(48,0)	**(1.101,9)**	(44,6)	1,5	25,3
Lucro Bruto	**509,0**	37,0	**951,3**	52,0	**1.368,0**	55,4	86,9	43,8
Despesas Operacionais								
Despesas com vendas	(29,2)	(2,1)	(215,0)	(11,7)	(133,4)	(5,4)	636,3	(38,0)
Despesas gerais e administrativas	(97,5)	(7,1)	(35,8)	(2,0)	(187,3)	(7,6)	(63,3)	423,2
	(126,7)	(9,2)	**(250,8)**	(13,7)	**(320,7)**	(13,0)	97,9	27,9
Resultado do serviço	**382,3**	27,8	**700,5**	38,3	**1.047,3**	42,4	83,2	49,5
Resultado de participações societárias								
Equivalência patrimonial	-	-	(0,3)	-	-	-	-	-
Amortização de ágio	(2,2)	(0,1)	(6,7)	(0,4)	(6,7)	(0,3)	204,6	(4,3)
	(2,2)	(0,1)	**(7,0)**	(0,4)	**(6,7)**	(0,3)	218,2	(4,3)
Receitas (despesas) financeiras								
Renda de aplicações financeiras	23,2	1,7	64,2	3,5	52,1	2,1	176,7	(18,9)
Encargos de dívidas	(193,5)	(14,1)	(226,5)	(12,4)	(188,1)	(7,6)	17,0	(17,0)
Encargos sobre concessão ANEEL	(3,8)	(0,3)	(10,2)	(0,6)	(13,4)	(0,6)	168,4	31,4
Provisão para perdas em aplicações financeiras	-	-	-	-	(17,4)	(0,7)	-	-
Perdas com swap de taxa de câmbio/juros	-	-	-	-	(28,1)	(1,1)	-	-
Variações monetárias líquidas	(529,5)	(38,5)	170,6	9,3	29,6	1,2	132,2	(82,7)
Outras	(19,5)	(1,4)	(33,8)	(1,8)	(11,3)	(0,4)	73,3	(66,6)
	(723,1)	(52,6)	**(35,7)**	(2,0)	**(176,6)**	(7,1)	(95,1)	394,7
Resultado Operacional	**(343,0)**	(24,9)	**657,8**	35,9	**864,0**	35,0	291,8	31,3
Resultado não operacional	**(2,7)**	(0,2)	**2,7**	0,2	**(3,0)**	(0,1)	200,0	(211,1)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos	**(345,7)**	(25,1)	**660,5**	36,1	**861,0**	34,9	291,1	30,4
Contribuição Social	43,5	3,2	(39,7)	(2,2)	(53,2)	(2,2)	(191,3)	34,0
Imposto de Renda	118,7	8,6	(103,6)	(5,6)	(32,6)	(1,3)	(187,3)	(68,5)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	**(183,5)**	(13,3)	**517,2**	28,3	**775,2**	31,4	381,8	49,9
Lucro Líquido (Prejuízo) por Lote de Mil Ações.	**(0,2812)**	-	**0,7923**	**-**	**1,1876**	-	381,8	49,9

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de				
	2004	**% da Receita Líquida de Vendas e Serviços**	**2005**	**% da Receita Líquida de Vendas e Serviços**	**% Variação 2004/2005**
	(em R$ milhões, exceto número de ações e dados por ação)				
Receitas Operacionais Brutas					
Fornecimento de energia elétrica	276,4	14,9	343,6	17,5	24,3
Suprimento de energia elétrica	1.499,2	80,9	1.578,2	80,5	5,3
Subvenção combustível - CCC/CDE	198,3	10,7	257,8	13,2	30,0
Serviços prestados	3,5	0,2	4,0	0,2	14,3
Venda de cinzas	7,2	0,4	5,7	0,3	(20,8)
Outras receitas	1,0	0,1	2,7	0,1	170,0
	1.985,6	107,2	**2.192,0**	111,8	10,4
Deduções da Receita Operacional					
Imposto e contribuições sobre a receita	(129,7)	(7,0)	(227,6)	(11,6)	75,5
Repasse CCC/CDE -Venda de cinzas líquidas/outros	(2,9)	(0,2)	(4,3)	(0,2)	48,3
	(132,6)	(7,2)	**(231,9)**	(11,8)	74,9
Receitas Líquidas de Vendas e Serviços	**1.853,0**	100,0	**1.960,1**	100,0	5,8
Custos de Energia Elétrica e Serviços					
Energia elétrica comprada para revenda	(245,9)	(13,3)	(128,8)	(6,6)	(47,6)
Custo de produção de energia elétrica	(567,7)	(30,6)	(658,1)	(33,6)	15,9
Custo dos serviços prestados	(6,4)	(0,4)	(6,7)	(0,3)	4,7
	(820,0)	(44,3)	**(793,6)**	(40,5)	(3,2)
Lucro Bruto	**1.033,0**	55,7	**1.166,5**	59,5	12,9
Despesas Operacionais					
Despesas com vendas	(111,3)	(6,0)	(121,1)	(6,2)	8,8
Despesas gerais e administrativas	(128,6)	(6,9)	(119,0)	(6,0)	(7,5)
	(239,9)	(12,9)	**(240,1)**	(12,2)	0,1
Resultado do serviço	**793,1**	42,8	**926,4**	47,3	16,8
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-
Amortização de ágio	(5,1)	(0,3)	(5,1)	(0,3)	-
	(5,1)	(0,3)	**(5,1)**	(0,3)	-
Receitas (despesas) financeiras					
Renda de aplicações financeiras	41,2	2,2	70,1	3,6	70,1
Encargos de dívidas	(150,1)	(8,1)	(117,5)	(6,0)	(21,7)
Encargos sobre concessão ANEEL	(9,7)	(0,5)	(11,7)	(0,6)	20,6
Provisão para perdas em aplicações financeiras	-		-		
Perdas com swap de taxa de câmbio/juros	(1,1)	(0,1)	(125,7)	(6,4)	11.327,3
Variações monetárias líquidas	(19,0)	(1,0)	148,7	7,6	682,6
Outras	(10,0)	(0,5)	(32,3)	(1,7)	223,0
	(148,7)	(8,0)	**(68,4)**	(3,5)	(54,0)
Resultado Operacional	**639,3**	34,5	**852,9**	43,5	33,4
Resultado não operacional	**(2,6)**	(0,1)	**3,5**	0,2	234,6
Lucro antes dos tributos	**636,7**	34,4	**856,4**	43,7	34,5
Contribuição Social	(57,4)	(3,1)	(66,8)	(3,4)	16,4
Imposto de Renda	(45,4)	(2,4)	(89,6)	(4,6)	97,4
Lucro líquido do exercício	**533,9**	28,9	**700,0**	35,7	31,1
Lucro Líquido por Ação em 2005 e por Lote de Mil Ações em 2004	0,8179	-	1,0725	-	31,1

Outras Informações (Demonstração do EBITDA[1])

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
	2002	2003	2004
	(em milhões de R$)		
Lucro Líquido (Prejuízo)	(183,5)	517,1	775,2
Contribuição Social e Imposto de Renda	(162,2)	143,4	85,8
Resultado Não Operacional	2,7	(2,7)	3,0
Resultado Financeiro	723,1	35,7	176,6
Depreciação / Amortização	192,2	234,7	230,3
EBITDA[1]	572,3	928,2	1.270,9

[1] EBITDA é o lucro líquido (prejuízo) adicionado das despesas financeiras líquidas, a depreciação e amortização, o resultado não operacional e imposto de renda e contribuição social,. O EBITDA não é uma linha de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados, não devendo ser considerado como alternativa para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional ou para o fluxo de caixa ou, ainda, como indicador de liquidez. O EBITDA não tem uma definição única e a definição de EBITDA pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de	
	2004	2005
	(em milhões de R$)	
Lucro Líquido	533,9	700,0
Contribuição Social e Imposto de Renda	102,8	156,4
Resultado Não Operacional	2,6	(3,5)
Resultado Financeiro	148,7	68,4
Depreciação / Amortização	161,8	161,0
EBITDA[1]	949,8	1.082,3

[1] EBITDA é o lucro líquido (prejuízo) adicionado das despesas financeiras líquidas, a depreciação e amortização, o resultado não operacional e imposto de renda e contribuição social,. O EBITDA não é uma linha de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados, não devendo ser considerado como alternativa para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional ou para o fluxo de caixa ou, ainda, como indicador de liquidez. O EBITDA não tem uma definição única e a definição de EBITDA pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

Informações Operacionais

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2002	2003	2004
Capacidade Instalada (GW)	5,8	5,8	5,8
Energia Assegurada (GW médios)	3,1	3,2	3,2
Energia Faturada Total (GWh):	25.417,1	24.327,0	29.440,2
Contratos Iniciais	24.771,9	18.561,0	12.432,8
Contratos Bilaterais	645,2	5.766,0	17.007,4
Energia Comprada (GWh)[1]	193,3	-	359,7

[1] Por tratar-se de resultado consolidado, os valores de compra de energia entre a Companhia e as suas controladas não estão sendo considerados.

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de	
	2004	2005
Capacidade Instalada (GW)	5,8	5,8
Energia Assegurada (GW médios)	3,2	3,2
Energia Faturada Total (GWh):	22.072,5	22.354,3
Contratos Iniciais	9.291,7	4.633,1
Contratos Bilaterais	12.780,8	17.721,2
Energia Comprada (GWh)[1]	341,1	1.882,3

[1] Por tratar-se de resultado consolidado, os valores de compra de energia entre a Companhia e as suas controladas não estão sendo considerados.

Remuneração aos Acionistas

	Período Encerrado em 30 de junho de 2005	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de	
	2005	2003	2004
Lucro Líquido	392,7	517,1	775,2
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio [5]	251,0 [7]	491,3	737,0
***Pay-out Ratio* [1]**	64% [7]	95%	95%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos por ação ON [2]	0,38	0,75	1,13
Preço Médio por ação ON[3]	10,7	4,6	8,7
Dividend Yield por ação ON (%)[4]	7,2% [6]	16,3%	13,0%

[1] Corresponde à razão entre a remuneração paga aos acionistas, incluindo dividendos e juros sobre capital próprio e o lucro líquido registrado no período.
[2] A partir de setembro de 2005, o capital social da Companhia passou a ser formado apenas por ações ordinárias.
[3] Preço médio ponderado pelo volume de negociação de cada período.
[4] O *dividend yield* foi calculado com base na remuneração aos acionistas paga por ação dividida pelo preço médio por ação ordinária.
[5] Os dividendos de 2004 incluem os dividendos intermediários, à conta de reservas de lucros existentes em 31 de dezembro de 2004, exceto a legal, no valor de R$ 147,0 milhões, comunicados ao mercado através do aviso aos acionistas datado de 19 de outubro de 2005.
[6] Dado anualizado.
[7] Adicionalmente, a Tractebel Energia distribuiu juros sobre capital próprio, relativos ao período de 1º de junho a 10 de novembro de 2005 no valor de R$ 122 milhões. Incluindo este valor à base de cálculo acima mencionada, a Companhia teria um *pay-out ratio* de 95% para o primeiro semestre e um *dividend yield* de 10,7%, anualizado.

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E O RESULTADO OPERACIONAL

Esta análise e discussão da administração da Companhia sobre a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia deve ser lida em conjunto com os balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia, levantados em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e as demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004,de 2003 e de 2002 auditadas e as demonstrações financeiras consolidadas para os nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005 sujeitas a revisão especial e, as respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto. As demonstrações financeiras consolidadas auditadas constantes do presente Prospecto foram elaboradas em conformidade com as Práticas Contábeis Brasileiras. As informações financeiras disponibilizadas neste Prospecto, quando referidas à Companhia, consideram as informações financeiras consolidadas da Companhia e de suas Controladas.

INTRODUÇÃO

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada, de acordo com a ANEEL. A Companhia detém concessões de uso de bem público e autorizações para, respectivamente, aproveitar potenciais hidráulicos e implantar e operar usinas termelétricas, bem como comercializar a energia elétrica produzida. A Companhia opera um Parque Gerador composto por 6 usinas hidroelétricas e 7 usinas termelétricas, das quais 11 pertencem integralmente à Companhia. As outras duas usinas são parcialmente detidas pela Companhia e por ela operadas em forma de consórcio com outras empresas. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 5.860 MW e Energia Assegurada de 3.172 MW médios. Já a capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo os contratos de compra de energia é de 5.968 MW. Em 2004, a Companhia gerou receita líquida de R$2.469,9 milhões, EBITDA de R$1.270,9 milhões e lucro líquido de R$775,2 milhões, destes R$774,8 milhões são advindos das atividades de geração e R$0,4 milhões advindos das atividades de comercialização. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia gerou receita líquida de R$1.960,1 milhões, EBITDA de R$1.082,3 milhões e lucro líquido de R$700,0 milhões.

A Companhia tem quatro subsidiárias, das quais três são subsidiárias integrais (CEM, Lages Biogenética e Tractebel Energia Comercializadora), e uma, a Itasa, na qual a Companhia detém 48,75% do capital social votante e total. Do total da energia elétrica gerada pela Companhia no período de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2005, correspondente a 21.583 MW, 81,5% foram gerados pelas usinas hidroelétricas e 18,5% foram gerados pelas usinas termelétricas.

Os resultados das operações da Companhia são impactados, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) crescimento econômico e evolução do PIB no Brasil; (ii) disponibilidade de recursos hídricos para a geração de energia elétrica no Brasil; (iii) reajustes dos preços de energia que a Companhia cobra das Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres com os quais foram celebrados os contratos de compra e venda de energia; e (iv) forma de contratação da energia.

VISÃO GERAL

Capacidade Instalada e Energia Assegurada (Hidroelétricas)

De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por Geradoras hidroelétricas não depende da energia efetivamente gerada ou de sua Capacidade Instalada, e sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo Contrato de Concessão. As diferenças entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada são ajustadas pelo MRE, cujo principal propósito 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. 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 superior ou inferior à Energia Assegurada, tem seu preço fixado por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização – TEO", que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. A receita ou despesa gerada pela TEO, conforme a usina hidroelétrica gere energia em quantidade superior ou inferior a sua Energia Assegurada, é contabilizada mensalmente para cada Geradora. Para maiores informações sobre a remuneração das Geradoras e o MRE vide a seção "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro".

Potência Instalada e Garantia Física (Usinas Termelétricas)

Da mesma forma como acontece com a energia gerada por meio de hidroelétricas, de acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por termelétricas não depende de sua potência instalada, e sim da Garantia Física de cada usina, cuja quantidade é determinada pela ANEEL. Além disso, as usinas termelétricas contratam a energia equivalente a sua Garantia Física através de contratos de compra e venda de energia, que são livremente negociados entre as partes, com exceção dos contratos de suprimento de energia elétrica, visto que as Distribuidoras, via de regra, adquirem a energia elétrica de suprimento por intermédio dos Leilões realizados pela ANEEL por intermédio da CCEE. Na prática, as usinas termelétricas podem entregar sua energia contratada através de geração própria ou de aquisição de energia no mercado à vista (CCEE) e subseqüente repasse, dependendo das condições verificadas entre seu custo de geração e o preço da energia praticado no mercado à vista e, conseqüentemente, tal decisão depende das condições de mercado e hidrológicas. Desta forma, as receitas das usinas termelétricas encontram-se vinculadas à diferença entre o preço contratado e (i) seu custo de geração; ou (ii) o preço da energia no mercado à vista.

No caso de uma usina termelétrica gerar energia acima da sua Garantia Física por despacho do ONS, o preço desta energia adicional será o preço spot praticado no CCEE.

Em 18 de novembro de 2004, o MME editou a Portaria nº 303, estabelecendo uma nova metodologia para o cálculo da "garantia física" das usinas, visando compatibilizar a energia assegurada do sistema (oferta global de energia) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit máximo de 5%. Como resultado, foram afetadas, em particular, as disponibilidades máximas para contratação das usinas termelétricas, reduzindo-se os montantes relativos à Tractebel Energia de 984,8 MW (limite atual de contratação "bruto" das termelétricas da Companhia, isto é, sem a consideração do consumo interno destas usinas e das perdas da rede básica de transmissão), para 852,8 MW (novo limite, em termos "brutos", a vigorar a partir de 2008).

Cabe ressaltar, entretanto, que o impacto desta redução nos resultados futuros da Companhia é relativamente pequeno (e já está considerado nas projeções de receitas). Mesmo mantidas as atuais disponibilidades (atreladas à disponibilidade de potência "efetiva" das instalações), a comercialização da energia "lastreada" pelas termelétricas conduz, normalmente, à observação de uma certa margem de reserva, em face dos riscos decorrentes das flutuações dos preços da energia no mercado de curto prazo. Por outro lado, também pode-se esperar uma reversão de pelo menos parte desta redução, ou a obtenção de alguma compensação, tendo em vista os esforços que vêm sendo realizados junto à ANEEL e ao MME.

Venda de Energia Elétrica

A receita da Companhia é proveniente da venda de energia elétrica para Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres, com os quais a Companhia celebra contratos de compra e venda de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, sendo que os contratos de longo prazo constituem um dos fatores para a estabilidade do fluxo de caixa e confiabilidade no planejamento da Companhia. Neste sentido, a receita de venda de energia evoluiu 41,7% de 2002 para 2003, passando de R$1.209,9 milhões para R$1.714,5 milhões. Da mesma forma, a receita aumentou 37,6% de 2003 para 2004, passando de R$1.714,5 milhões para R$2.358,7 milhões, sendo que em 30 de setembro de 2004 tal número era de R$1.775,5 milhões contra R$ 1.921,8 milhões em 30 de setembro de 2005. A receita de venda de energia em 30 de setembro de 2005 estava dividida da seguinte forma entre as classes de clientes da Companhia: 52,3% para Distribuidoras, 23,4% para Comercializadoras, 21,2% Consumidores Livres e 3,1% para exportação.

Distribuidoras

O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 198 GWh em 2002 para 2.642 GWh em 2003 e depois para 6.951 GWh em 2004, sendo que para os nove meses encerrados em setembro de 2004 tal número era de 5.410 GWh, contra 7.061 GWh em setembro de 2005, o que representou 31,6 % do total da energia elétrica vendida.

Em 2003, os Contratos Iniciais responderam por 18.561 GWh ou 76,3% das vendas de energia elétrica. Já em 2004, os Contratos Iniciais responderam por 12.433 GWh ou 44% das vendas de energia elétrica. Até 30 de setembro de 2004, os Contratos Iniciais responderam por 9.292 GWh ou 42,1% das vendas de energia elétrica. Em 30 de setembro de 2005, os Contratos Iniciais responderam por 4.633 GWh ou 20,7% das vendas de energia elétrica e 39,6% das vendas de energia elétrica para Distribuidoras no período.

Com o fim dos Contratos Iniciais, ou seja, a partir de 31 de dezembro de 2005, a Companhia terá a faculdade de contratar a totalidade da sua energia no mercado de contratação livre. Vide “Situação em 2005”, abaixo.

Comercializadoras

Até 2003, a Companhia não tinha celebrado contratos de fornecimento com Comercializadoras, sendo que em 2003, o volume contratado com esses participantes foi de 807 GWh, passando a 4.558 GWh em 2004, o que representou aproximadamente 15,5% da energia elétrica total comercializada pela Companhia no referido período. Em 30 de setembro de 2005, o volume contratado com as Comercializadoras foi de 5.234 GWh, o que representou aproximadamente 24% da energia elétrica total comercializada pela Companhia.

Consumidores Livres

Com o intuito de promover transações mais competitivas de energia elétrica, o Governo Federal modificou a regulamentação do setor elétrico permitindo que determinados consumidores possam deixar de ser consumidores cativos das Distribuidoras e, conseqüentemente, do ambiente de tarifas reguladas, para tornarem-se Consumidores Livres, com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica diretamente com outros fornecedores.

Em 2003, a participação dos Consumidores Livres chegou a 9,5% do total das vendas de energia elétrica, quando foram vendidos aproximadamente 2.317 GWh, gerando uma receita bruta de R$237,6 milhões, que atingiu aproximadamente 13,9% do total da energia elétrica vendida. Em 2004, foram vendidos aproximadamente 4.448 GWh (15,1% do total das vendas) a clientes desse segmento, gerando uma receita bruta de R$ 372,8 milhões. Em setembro de 2005, foram vendidos aproximadamente 4.728 GWh, o que representou 22% do total da venda de energia elétrica. No período encerrado em setembro de 2005, a receita bruta da Companhia com vendas de energia para Consumidores Livres era de R$343,6 milhões (17,9% da receita bruta total). Dentre os atuais mais de 100 Consumidores Livres atendidos pela Companhia, destacam-se indústrias que atuam nos setores de papel e celulose, fertilizantes, gases industriais, petroquímico, automobilístico e alimentício.

Situação em 2005

Para o ano de 2005, a Companhia já tem contratados, além dos 6.189 GWh relativos aos Contratos Iniciais, 9.546 GWh em Contratos Bilaterais com Distribuidoras, 7.219 GWh com Comercializadoras, 6.521 GWh com Consumidores Livres e 678 GWh para exportação, totalizando 30.153 GWh.

O quadro abaixo apresenta o prazo médio remanescente de duração dos contratos de compra e venda de energia elétrica da Companhia em 30 de setembro de 2005, considerando a categoria de clientes da Companhia:

	Período encerrado em 30 de setembro de 2005
Contratos Iniciais (Distribuidoras)	3 meses
Contratos Bilaterais	
Distribuidoras	5,1 anos
Comercializadoras	4,5 anos
Consumidores Livres	3,0 anos

Dos 6.189 GWh atualmente contratados com Distribuidoras por meio de Contratos Iniciais no mercado de contratação regulada, 100% já foram recontratados no mercado de contratação livre.

A variação do IGP-M influencia significativamente as receitas da Companhia. De maneira geral, toda a receita auferida pela Companhia é reajustada pelo IGP-M, tendo em vista que os Contratos Iniciais e Contratos Bilaterais da Companhia são indexados ao referido índice, exceto no caso dos contratos firmados nos leilões de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada que são reajustados pelo IPCA. Da mesma forma, de maneira geral, os custos da Companhia são atrelados ao INPC, incluindo sua folha de pagamento, índice que também varia de acordo com a inflação e, portanto, varia na mesma direção que o IGP-M e IPCA.

CONJUNTURA ECONÔMICA BRASILEIRA

As operações e atividades da Companhia são conduzidas no Brasil e, portanto, os negócios da Companhia são afetados pela conjuntura econômica do País. Em especial, o desempenho da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica e a inflação afeta os custos e margens da Companhia.

O crescimento econômico do Brasil em 2004 foi o maior dos últimos dez anos, alcançando 4,9%, segundo o IBGE. A recuperação do PIB, iniciada em 2003, teve as exportações como principal âncora, e resultou em aumento do emprego e da renda. O emprego formal cresceu, com a criação de aproximadamente 1,9 milhão de postos de trabalho, o que propiciou o aumento da demanda de bens e serviços na economia.

Em 2004, a inflação medida pelo IPCA diminuiu em relação a 2003, atingindo 7,6%. Para 2005, a meta estabelecida pelo Banco Central é de 5,1%. Em setembro de 2004, teve início um processo de elevação dos juros e a taxa SELIC encerrou 2004 em 17,75% ao ano. Em 30 de setembro de 2005, a taxa SELIC estava fixada em 19,50% ao ano.

Em 2005, o desenvolvimento dependerá da continuidade do crescimento da economia global, do ajuste fiscal, de exportações e investimentos externos. Em 2004, o ajuste elevou o superávit primário de 4,25% para 4,5% do PIB, o que, aliado à valorização do real, proporcionou queda da dívida pública em relação ao PIB – de 58,3% no final de 2003 para 51,8% em dezembro de 2004. Em decorrência desse fato (e da queda dos juros básicos), o déficit público acumulado em 12 meses situou-se abaixo de 3,0% do PIB pela primeira vez desde o início do Plano Real, em 1994.

Ainda em 2004, as exportações e os investimentos externos proporcionaram um importante superávit em conta corrente, de mais de US$10,0 bilhões (2% do PIB), o que possibilitou uma queda da dívida externa, como múltiplo das exportações, de 3 para menos de 2, melhorando sensivelmente a percepção de risco na economia brasileira.

A tabela a seguir apresenta a inflação, o PIB real e a desvalorização (valorização) do real frente ao dólar em relação aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002 e ao período encerrado em 30 de setembro de 2005.

	30 de setembro de 2005[7]	31 de dezembro de 2002	2003	2004
Inflação (IGPM)[1]	0,2%	25,3%	8,7%	12,4%
Inflação (INPC)[2]	3,5%	14,7%	10,3%	6,1%
Inflação (IPCA)[3]	4,0%	12,5%	9,3%	7,6%
Taxa SELIC[4]	19,5%	19,2%	23,3%	16,2%
Aumento médio dos preços da Companhia[5]	14,9%	14,5%	34,9%	16,2%
Crescimento real do PIB[3]	3,4%	1,9%	0,5%	4,9%
Taxa de câmbio no final do período - R$/US$[6]	2,2222	3,5333	2,8892	2,6544
Taxa de câmbio média no ano - R$/US$[6]	2,4938	2,9983	3,0600	2,9171
Desvalorização (valorização) do real frente ao dólar americano	(16,28)%	34,3%	(22,3)%	(8,8)%

[1] Fundação Getúlio Vargas - Inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Função Getúlio Vargas.
[2] INPC – Índice Nacional de Preços ao Consumidor.
[3] IBGE - Inflação (IPCA) é o índice de preços ao consumidor ampliado medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
[4] Banco Central - Taxa SELIC efetiva mensalmente ocorrida. Acumulado ao ano.
[5] Aumento médio dos preços praticados no exercício em relação ao exercício anterior.
[6] Banco Central – Taxa PTAX venda.
[7] Informações periódicas. Não acumulado ao ano.

O RACIONAMENTO E AS MEDIDAS REGULATÓRIAS RELACIONADAS

Nos anos que antecederam 2001, os níveis reduzidos dos reservatórios de águas, provocados por níveis pluviométricos extraordinariamente baixos, além da falta de investimento em geração de energia no Brasil, resultaram na diminuição da oferta de energia na maior parte do território brasileiro. Esses acontecimentos impactaram adversamente o setor elétrico brasileiro e a situação financeira das Distribuidoras e Geradoras, inclusive a Companhia. No fim de 2001 e início de 2002, as Distribuidoras e Geradoras acordaram com o Governo Federal um pacote de medidas, conhecidas em seu conjunto como o "Acordo Geral do Setor Elétrico", visando restabelecer o equilíbrio financeiro dos contratos existentes e a recomposição de receitas relativas ao período de racionamento.

De forma simplificada, o Acordo Geral do Setor Elétrico determinou as perdas sofridas por cada agente do setor elétrico, estabeleceu a recomposição tarifária extraordinária – RTE, que foi cobrada dos consumidores finais de energia elétrica, para o equacionamento das perdas sofridas pelos agentes do setor elétrico durante o racionamento e, por fim, concedeu financiamentos garantidos pela RTE para os agentes do setor.

A RTE permanecerá em vigor até a integral recomposição das perdas sofridas pelos agentes do setor elétrico, o que está previsto para ocorrer até 2011. Em 31 de dezembro de 2004 e 30 de setembro de 2005, a Companhia apresentava R$22,6 milhões e R$15,0 milhões, respectivamente, a receber com relação à energia livre. De acordo com a legislação aplicável, os saldos de energia livre são atualizados pela variação da SELIC acrescidos de juros de 1% ao ano. Em decorrência das incertezas quanto ao pleno recebimento do saldo da energia livre, a Companhia deixou de registrar a atualização dos saldos de energia livre no montante de R$18,7 milhões até 30 de setembro de 2005.

ENERGIA NO CURTO PRAZO – CCEE

Em 31 de dezembro de 2004, o saldo da conta consumidores, concessionárias e permissionárias incluía a contabilização dos valores referentes à comercialização de energia no curto prazo, no montante a receber de R$26,2 milhões, líquido de R$131,6 milhões de provisão para créditos de liquidação duvidosa (R$46,7 milhões em 31 de dezembro de 2003, líquido de R$143,7 milhões de provisão para créditos de liquidação duvidosa) e no montante a pagar de R$8,6 milhões, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE mensalmente. De acordo com as regras vigentes, os valores das transações da energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

Os montantes de energia no curto prazo e da energia livre relativos à comercialização realizada no MAE no período de 1º de setembro de 2000 a 31 de dezembro de 2002 podem estar sujeitos a modificações dependendo da decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por determinadas empresas do setor, relativos, em sua maioria, à interpretação das regras do mercado em vigor no referido período. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho da ANEEL n.º 288, de 16 de maio de 2002, que teve como objetivo o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do extinto MAE (antecessor da CCEE), incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico.

O pleito dessas empresas, situadas na região Sul, envolve, entre outras, a comercialização da cota-parte de Itaipu no sub-mercado Sudeste/Centro-Oeste, especialmente durante o período de racionamento em 2001, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os dois sub-mercados. O montante original *sub judice* relativos àquele período era de R$ 143,6 milhões (vendas, líquidas de compras e encargos do serviço do sistema). Desse total, foi objeto do parcelamento e recebimento até 31 de dezembro de 2004 e 30 de setembro de 2005, os montantes líquidos a receber de R$24,0 milhões e R$ 33,1 milhões, respectivamente. Em virtude das incertezas quanto à realização dos créditos decorrentes das transações ocorridas naquele período, a Companhia constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa em conta apresentada como retificadora das contas a receber de clientes Consumidores, Concessionárias e Permissionárias, sobre a totalidade dos valores a receber referentes à comercialização de energia de curto prazo que se encontram *sub judice*, cujo saldo em 31 de dezembro de 2004 e 30 de setembro de 2005 era de R$ 119,6 milhões e R$ 110,5 milhões, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2004 e em 30 de setembro de 2005, a Companhia também apresentava saldo de provisão para crédito de liquidação duvidosa, no montante de R$ 12,0 milhões, para suportar eventuais perdas de valores a receber de agentes inadimplentes.

APRESENTAÇÕES DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Introdução

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras, as quais incluem as práticas contábeis emanadas da Legislação Societária Brasileira, disposições complementares da CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica estabelecidas pela ANEEL em seu plano de contas.

A Companhia elabora demonstrações financeiras consolidadas, as quais incluem as demonstrações financeiras de suas Controladas, sendo eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da Itasa são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado.

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas, não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações financeiras consolidadas.

Principais Práticas Contábeis adotadas pela Companhia

Ativos circulante e realizável a longo prazo

Os títulos e valores mobiliários são registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados através de constituição de provisão.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no âmbito do MAE. As demais contas a receber possuem garantias ou ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido) são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e são reconhecidos com base em prejuízos fiscais e diferenças temporárias. A segregação entre circulante e realizável a longo prazo obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

Os materiais em estoque estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado, já os ativos indexados são atualizados até a data do balanço.

Ativo Permanente

Os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado.

O imobilizado é registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 002, de 24 de dezembro de 1997, e nº 044, de 17 de março de 1999, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994.

Os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado.

Até 31 de dezembro de 1998 foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico. A partir de 1º de janeiro de 1999, a Companhia descontinuou esta prática e a partir de 1º de janeiro de 2002 a mesma deixou de ser praticada no setor elétrico brasileiro, em função de alteração das normas da ANEEL que disciplinavam esta matéria.

Passivos circulante e exigível a longo prazo

Os benefícios futuros a empregados (benefícios pós-emprego) são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas, e complementados pelos valores projetados atuarialmente.

O valor das perdas atuariais excedente a 10,0% do valor presente das obrigações atuariais é amortizado, anualmente, de forma linear, pelo período que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano.

As provisões para contingências são constituídas com base na avaliação de risco de perda sobre as ações em curso que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis.

Os empréstimos e financiamentos, os recursos de debêntures e os encargos decorrentes de ambos, apropriados até a data do balanço, são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais e as demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

Resultado do período

As receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

Arrendamento mercantil

As operações de arrendamento mercantil existentes na Companhia não possuem valores relevantes e são reconhecidas diretamente no resultado, com base nas contraprestações contratuais.

ANÁLISE DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS DA COMPANHIA

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia é formada por receitas provenientes de: (i) suprimento de energia elétrica a Distribuidoras; (ii) fornecimento de energia elétrica a Consumidores Livres; (iii) subvenção de combustível - CCC/CDE; (iv) serviços diversos prestados; (v) venda de cinzas; e (vi) outras receitas. Em 2004, aproximadamente 14,0% da receita operacional bruta se referia a receita de fornecimento de energia, 74,6% a suprimento de energia elétrica e 10,8% a subvenção de combustível - CCC/CDE. A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC/CDE é uma subvenção econômica, gerida pela Eletrobrás, para cobertura do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas. A Conta de Desenvolvimento Energético-CCC/CDE foi instituída pelo Governo Federal como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos dos combustíveis às usinas de geração termelétrica que utilizam o carvão mineral nacional.

Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional são formadas por: (i) impostos que incidem sobre a receita operacional como PIS, COFINS e ICMS incidente sobre as vendas a consumidores finais; e (ii) venda de cinzas, líquida de impostos, cujos recursos recebidos são repassados para a gestora dos recursos da CCC/CDE - Eletrobrás. Em 2004, 96,7% das deduções da receita operacional se referiam a impostos incidentes sobre a receita e 3,3% a venda de cinzas. As alíquotas de PIS e COFINS a que a Companhia está sujeita são de 1,65% e 7,60%, respectivamente. No tocante ao ICMS, a alíquota varia entre os Estados, conforme tabela abaixo:

Estados	Alíquotas	Periodicidade
DISTRITO FEDERAL	21,00%	mensal
GOIÁS	29,00%	mensal
MATO GROSSO	30,00%	mensal
MATO GROSSO DO SUL	17,00%	mensal
MINAS GERAIS	18,00%	mensal
PARANÁ	27,00%	mensal
RIO DE JANEIRO	25,00%	mensal
RIO GRANDE DO SUL	17,00%	mensal
SANTA CATARINA	25,00%	mensal
SÃO PAULO	18,00%	mensal

Custo de Energia Elétrica e Serviços

O custo de energia elétrica e serviços é formado pelos custos diretamente relacionados ao: (i) custo de produção de energia elétrica (71,7% dos custos totais em 2004); (ii) custo de energia elétrica comprada para revenda (27,5% dos custos totais em 2004); e (iii) custo de serviços prestados (0,8% dos custos totais em 2004).

A composição do custo de produção de energia elétrica, bem como, a participação percentual sobre o total destes custos, são como segue na tabela abaixo:

Custo	Percentual (%)	Mecanismo de Reajuste
Combustíveis com subvenções da CCC/CDE	32,6%;	Carvão mineral - o preço é negociado na contratação anual de aquisição dos combustíveis.
Depreciação e amortização	25,4%;	Taxas estipuladas pela ANEEL
Combustíveis sem subvenção	16,2%;	Gás - Consumo e transporte - preço fixado em dólar norte-americano e reajuste anual pelo índice PPI (Producer Price Index); - Margem da distribuidora - preço fixado em reais com reajuste anual pelo IGP-M; - Custo fixo mensal para remuneração do investimento do sistema de distribuição pelo prazo de 5 anos a partir de 2001 - preço fixado em reais com reajuste anual pelo IGP-M; -Adicional de pressão – reajustado anualmente pela variação do dólar norte-americano. Carvão mineral - o preço é negociado na contratação anual de aquisição dos combustíveis.
Custos de pessoal	8,2%;	Acordo Coletivo da categoria – base INP-C
Custos de materiais e serviços de terceiros	6,6%;	IGP-M e INP-C
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos e Encargo de Uso do Bem Público-UBP	7,6%;	IGP-M
Outros custos de produção	3,4%.	IGP-M e INP-C

Despesas Operacionais

As despesas operacionais são relacionadas à atividade fim da Companhia e são compostas por: (i) despesas com vendas (representando 41,6% do total das despesas operacionais em 2004) compreendendo, basicamente, os encargos de transmissão de energia elétrica; e (ii) despesas gerais e administrativas (representando 58,4% do total das despesas operacionais em 2004), constituindo-se principalmente de despesas com pessoal, terceiros, materiais e outras relativas à atividade administrativa. Além disso, as despesas operacionais relacionam-se a aumento de despesas com encargos de uso da rede elétrica, motivado pela maior disponibilidade de energia elétrica para venda em Contratos Bilaterais em substituição aos Contratos Iniciais que vem sendo descontratados e que sobre os quais não incidem encargos de transmissão.

Receitas e Despesas Financeiras

As receitas financeiras da Companhia são formadas principalmente por renda de aplicações financeiras e variações monetárias líquidas. Em 2004, aproximadamente 70,6% das receitas financeiras se referiam a receitas de aplicações financeiras e 5,3% a variações monetárias.

Já as despesas financeiras são relacionadas principalmente a encargos de dívidas e sobre concessão da ANEEL, perdas com operações de *swap* de câmbio/juros e provisão para perdas em aplicações financeiras. Em 2004, 80,5% das despesas financeiras se referiam a despesas de encargos de dívidas de R$188,1 milhões e sobre concessão da ANEEL de R$13,4 milhões 11,2% a perdas com operações de *swap* de câmbio/juros, 7,0% a provisão para perdas em aplicações financeiras e 1,3% a outras despesas financeiras líquidas do ganho cambial de R$3,2 milhões decorrente da valorização do Real frente às moedas estrangeiras.

Análise Comparativa do Resultado Consolidado – Períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2005 e 2004.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 10,4%, passando de R$ 1.985,6 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$ 2.192,0 milhões em 30 de setembro de 2005. O aumento da receita é decorrente dos seguintes principais fatores: (i) reajustes anuais pelo IGP-M, como regra geral, dos diversos contratos de venda de energia, que representou um aumento de R$ 207,9 milhões da receita operacional bruta; (ii) descontratação de 25% do volume de energia vendido sob Contratos Iniciais, volume esse que passou a ser comercializado por meio da celebração de Contratos Bilaterais com Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres, sujeitos a um preço mais favorável à Companhia, além da venda de energia disponível através de novos Contratos Bilaterais, que representou um aumento de R$73,2 milhões da receita operacional bruta; (iii) aumento do volume de transações de venda de energia no âmbito da CCEE, que representou um acréscimo de R$28,0 milhões na receita operacional bruta; (iv) exportação extraordinária de energia elétrica para Argentina e Uruguai, que representou uma redução no montante de R$58,5 milhões da receita operacional bruta; e (v) término do Contrato de venda de energia à CBEE, que representou uma redução de R$ 53,8 milhões da receita operacional bruta.

Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional da Companhia aumentaram 74,9%, passando de R$132,6 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$ 231,9 milhões. Como percentual da receita bruta, tais deduções representaram 10,6% da receita operacional bruta em 30 de setembro de 2005, comparado a 6,7% no mesmo período de 2004. Esta variação decorre, substancialmente: (i) do incremento da receita operacional bruta, excluindo-se a exportação de energia, sobre a qual não incide tributos; (ii) da majoração da alíquota do PIS e da COFINS incidente sobre as receitas, de 3,65% para 9,25%, exceto para os contratos assinados anteriormente a 31 de outubro de 2003 e com preços predeterminados, sobre os quais a Companhia, a partir de junho de 2005, passou a apurar os referidos tributos pela alíquota de 3,65%, que representou um aumento de R$ 44,9 milhões em deduções da receita operacional bruta, e (iii) do aumento do ICMS em virtude, principalmente, de novos contratos de venda de energia a consumidores finais, que representou um incremento de R$ 31,9 milhões em deduções da receita operacional bruta.

Receita Operacional Líquida

Tendo em vista o acima exposto, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 5,8%, passando de R$ 1.853,0 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$ 1.960,1 milhões em 30 de setembro de 2005.

Custo de Energia Elétrica e dos Serviços

O custo das vendas e dos serviços da Companhia reduziu 3,3%, passando de R$820,0 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$793,6 milhões em 30 de setembro de 2005. Como percentual da receita líquida tais custos reduziram para 40,5% em 30 de setembro de 2005, comparado a 44,3% em 30 de setembro de 2004. Esta variação decorreu, principalmente, da evolução dos seguintes componentes:

- *energia elétrica comprada para revenda*: redução de 47,6%, passando de R$ 245,9 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$ 128,8 milhões em 30 de setembro de 2005, em decorrência, basicamente, de aquisição de energia na CCEE no valor de R$39,3 milhões e de redução do custo adicional de energia no período do racionamento que foi amortizado durante o período encerrado em 30 de setembro de 2004, no montante de R$43,8 milhões, ocorridas somente no período de janeiro a setembro de 2004, e de redução de compra de energia da CIEN em R$35,8 milhões, em função da redução da Garantia Física imposta pela ANEEL para atendimento a esse contrato, de 300 MW para 72 MW, no mesmo período de 2005; e
- *custo de produção de energia elétrica*: aumento de 15,8% passando de R$567,7 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$658,1 milhões em 30 de setembro de 2005, devido, principalmente, ao aumento do custo do carvão mineral com subvenção no montante de R$63,6 milhões (32,8%) decorrente do reajuste anual de preços.

Despesas Operacionais

As despesas gerais, administrativas e com vendas da Companhia aumentaram 0,1%, passando de R$ 239,9 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$ 240,1 milhões em 30 de setembro de 2005. Como percentual da receita líquida tais despesas reduziram para 12,2% em 30 de setembro de 2005, comparado a 12,9% no período de nove meses encerrados 30 de setembro de 2004.

Receita (Despesa) Financeira

A despesa financeira líquida foi de R$ 68,4 milhões para o período encerrado em 30 de setembro de 2005, apresentando um decréscimo de R$ 80,3 milhões, ou 54,0%, em relação ao mesmo período de 2004. Este acréscimo resultou, principalmente, devido a:

- valorização do Real frente a cesta de moedas que compõe a dívida em 30 de setembro de 2005 foi de 16,3%, enquanto que no mesmo período de 2004 a valorização foi de 1,1%, o que causou um ganho cambial de R$146,8 milhões no resultado financeiro. As variações da taxa cambial resultantes das variações entre o real e o Dólar não são recorrentes e tiveram um impacto significativo nos resultados dos períodos encerrados em 30 de setembro de 2005 e 2004. Conseqüentemente, os resultados para os períodos subseqüentes podem não refletir impacto semelhante;
- despesa financeira resultante de operações de *hedge-swap* de câmbio e juros passou de R$1,1 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$125,7 milhões em 30 de setembro de 2005, em decorrência de contratação de operações de *swap* de câmbio para proteção de parte do passivo em moeda estrangeira da Companhia, ocorrida durante o exercício de 2005;
- despesa financeira com encargos de dívidas reduziu de 21,7%, passando de R$150,1 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$117,5 milhões em 30 de setembro de 2005, devido, principalmente, a liquidação antecipada do financiamento com o BID ocorrida em maio de 2005; e
- despesa financeira com encargos da concessão aumentou 20,6%, passando de R$9,7 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$11,7 milhões em 30 de setembro de 2005.

Além disso, devido à maior disponibilidade de caixa, a receita de aplicação financeira teve um aumento de 69,9%, passando de R$41,2 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$70,0 milhões em 30 de setembro de 2005.

Resultado não Operacional

O resultado não operacional da Companhia passou de uma despesa não operacional, de R$2,6 milhões em 30 de setembro de 2004 para uma receita não operacional de R$3,5 milhões em 30 de setembro de 2005, principalmente, em função do ganho na alienação do Projeto Jacuí, no valor de R$ 4,8 milhões, decorrente da transferência à Eleja, em julho de 2005, mediante exercício de opção de compra pela Eleja, de participação adicional de 33,33% no projeto Jacuí, por R$31,2 milhões. Os resultados dos próximos períodos podem não refletir os ganhos que foram auferidos por causa de tal transferência.

Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com imposto de renda e contribuição social da Companhia aumentaram 52,1%, passando de R$ 102,8 milhões em 30 de setembro de 2004 para R$ 156,4 milhões em 30 de setembro de 2005. O valor do imposto de renda e contribuição social no período encerrado em 30 de setembro de 2004 representou 18,3% do lucro antes dos impostos, comparado a 16,1% no mesmo período do ano anterior. Esta relação percentual encontra-se inferior à alíquota nominal de 34% desses tributos, devido, principalmente, ao reconhecimento do imposto de renda sobre a provisão para perdas econômicas do Projeto Jacuí, cujo empreendimento foi parcialmente transferido para terceiros, em junho de 2004 e julho de 2005, no percentual de 33,33% em cada ano. A referida provisão foi constituída em 1997, porém, somente foi reconhecido ativo fiscal diferido referente à contribuição social, restando pendente de reconhecimento o relativo ao imposto de renda. Com a transferência parcial do empreendimento e a conseqüente realização de parte da provisão, houve impacto positivo no resultado do período encerrado em 30 de setembro de 2004 e 2005, nos valores de R$112,6 milhões e R$ 93,6 milhões, respectivamente.

Resultado do Exercício

O resultado da Companhia no período encerrado em 30 de setembro de 2005 foi um lucro de R$ 700,0 milhões, 31,1% superior aos R$ 533,9 milhões registrados durante o mesmo período de 2004. A margem sobre receita operacional líquida foi de 35,7% no período encerrado em 30 de setembro de 2005, contra 28,8% no mesmo período de 2004. O lucro da Companhia no período encerrado em 30 de setembro de 2005 foi de R$ 1,0725 por ação e de R$ 0,8179 por lote de mil ações no mesmo período do ano anterior. Os resultados das transações envolvendo o projeto Jacuí, incluindo efeitos de tributação, tiveram um impacto significativo nos resultados para os períodos encerrados em 30 de setembro de 2005 e 2004. Os resultados para os períodos pós-balanço podem não refletir os mesmos efeitos do projeto Jacuí.

EBITDA

O aumento registrado na receita, bem como a redução dos custos e despesas operacionais conforme discutido acima, resultaram em um crescimento do EBITDA de 14,0% ou R$ 132,5 milhões no período encerrado em 30 de setembro de 2005 em comparação ao mesmo período de 2004. No período encerrado em 30 de setembro de 2005, o EBITDA totalizou R$ 1.082,3 milhões, contra R$ 949,8 milhões no mesmo período de 2004. A margem EBITDA ficou em 55,2% no período encerrado em 30 de setembro de 2005, em comparação a 51,3% no mesmo período do ano anterior.

Análise Comparativa do Resultado Consolidado – Exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004 e 2003.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 36,3%, passando de R$1.952,8 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$2.661,8 milhões em 31 de dezembro de 2004. O aumento da receita é decorrente dos seguintes fatores: (i) reajustes anuais pelo IGP-M, como regra geral, dos diversos contratos de venda de energia, que representou um aumento de R$202,9 milhões da receita operacional bruta; (ii) descontratação de 25% do volume de energia vendido sob Contratos Iniciais, volume esse que passou a ser comercializado por meio da celebração de Contratos Bilaterais com Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres, sujeitos a um preço mais favorável à Companhia, além da venda de energia disponível através de novos Contratos Bilaterais que representou um aumento de R$350,0 milhões da receita operacional bruta; (iii) exportação extraordinária de energia elétrica para Argentina e Uruguai, no montante de R$130,3 milhões, em virtude de uma crise de energia nesses países; (iv) redução do volume de transações de venda de energia no âmbito da CCEE, em virtude da redução de energia não contratada, que representou uma diminuição de R$52,8 milhões na receita operacional bruta; (v) incremento na subvenção de combustível-CCC/CDE em decorrência do reajuste anual de preço do carvão mineral, que representou um aumento de R$59,3 milhões na receita operacional bruta; e (vi) incremento na venda de energia para a CBEE, em função de reajuste de preço, que representou um aumento de R$20,0 milhões na receita operacional bruta.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia aumentaram 57,5%, passando de R$121,9 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$191,9 milhões em 31 de dezembro de 2004. Como percentual da receita bruta, tais deduções representaram 6,2% da receita operacional bruta em 31 de dezembro de 2003, comparado a 7,2% no mesmo período de 2004. Esta variação decorre, substancialmente: (i) do incremento da receita operacional bruta, excluindo a exportação de energia, sobre a qual não incide tributos; (ii) da majoração da alíquota da COFINS de 3,0% para 7,6% que passou a incidir sobre os contratos de venda de energia a partir das datas de seus reajustes de preço, que representou um aumento de R$14,5 milhões em deduções da receita operacional bruta; e (iii) do aumento do ICMS em virtude, principalmente, de novos contratos de venda de energia a consumidores finais, que representou um aumento de R$29,5 milhões em deduções da receita operacional bruta.

Receita Operacional Líquida

Tendo em vista o acima exposto, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 34,9%, passando de R$1.830,9 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$2.469,9 milhões em 31 de dezembro de 2004.

Custo de Energia Elétrica e dos Serviços

O custo das vendas e dos serviços da Companhia aumentou 25,3%, passando de R$879,6 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$1.101,9 milhões em 31 de dezembro de 2004. Como percentual da receita líquida, tais custos reduziram para 44,6% em 31 de dezembro de 2004, comparado a 48,0% em 31 de dezembro de 2003. Esta variação decorreu, principalmente, da evolução dos seguintes componentes:

- *energia elétrica comprada para revenda*: crescimento de 20,8%, passando de R$250,8 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$302,9 milhões em 31 de dezembro de 2004, em decorrência, basicamente, (i) da aquisição de energia de terceiros para atendimento aos contratos extraordinários de exportação de energia para Argentina e Uruguai, no montante de R$25,8 milhões; (ii) da compra de energia na CCEE, no valor de R$45,2 milhões; e (iii) da redução do custo da energia comprada pelo registro do crédito de PIS/COFINS sobre a aquisição de energia, que representou R$17,7 milhões.
- *custo de produção de energia elétrica*: aumento de 27,2%, passando de R$621,6 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$790,5 milhões em 31 de dezembro de 2004, devido, principalmente, (i) ao aumento do custo do carvão mineral, com subvenção, no montante de R$52,4 milhões decorrente do reajuste anual de preços; (ii) ao incremento do custo do gás no valor de R$6,3 milhões; e (iii) ao reajuste de preço e aumento do consumo do carvão mineral sem subvenção, no montante de R$53,3 milhões, para atendimento aos contratos extraordinários de exportação de energia para Argentina e Uruguai.

Despesas Operacionais

As despesas gerais e administrativas e de vendas são compostas como segue:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2004	2003	Variação (%)
Despesas gerais e administrativas			
Despesas recorrentes	122,6	107,5	14,0
Constituição (reversão) de provisão para contingências, líquidas	64,7	(71,7)	-
Sub total	**187,3**	**35,8**	**423,2**
Despesas de vendas			
Despesas recorrentes	145,5	71,3	104,1
Constituição (reversão) de provisão para crédito de liquidação duvidosa, líquidas	(12,1)	143,7	-
Sub total	**133,4**	**215,0**	**(38,0)**
Total	**320,7**	**250,8**	**27,9**

As despesas gerais, administrativas e com vendas da Companhia aumentaram 27,9%, passando de R$250,8 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$320,7 milhões em 31 de dezembro de 2004. Esta variação decorreu, principalmente, do comportamento dos seguintes componentes:

- crescimento das despesas com pessoal em 21,4% ou R$7,0 milhões decorrentes basicamente do reajuste anual das remunerações no montante de R$4,4 milhões e do pagamento de participação nos lucros ou resultados do exercício de 2003, no valor de R$2,6 milhões;
- incremento dos encargos de uso da rede elétrica no montante de R$73,2 milhões, motivado pela maior disponibilidade de energia elétrica para venda em Contratos Bilaterais em substituição aos Contratos Iniciais, que vem sendo descontratados e que sobre os quais não incidem encargos de transmissão; e
- constituição de provisão para contingências, em 2004, no montante de R$64,7 milhões, relativas, substancialmente, (i) ao registro de provisão para perda na realização de crédito acumulado de ICMS decorrente da aquisição de gás natural para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, tendo em vista que a venda de energia elétrica ocorre com diferimento de ICMS, o que impossibilita a compensação total dos créditos; e (ii) ao reconhecimento de provisões para contingências fiscais, cíveis e para benefícios pós-emprego. Este montante compara-se a uma reversão de R$71,7 milhões, em 2003, devido, principalmente, à decisão judicial favorável à Companhia onde foi afastada a sua responsabilidade quanto à exigência de PIS/COFIS sobre o repasse de energia de Itaipu, e ao julgamento de mérito do Mandato de Segurança, com decisão a favor da Companhia, para a quitação de parcelamentos de débitos de CSSL, com exclusão de multa e juros de mora; que foi parcialmente compensado pela reversão da provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R$12,1 milhões, em 2004 ocasionada pela desistência por parte de autores de ações judiciais que questionaram os valores apurados pelo MAE, comparada a uma constituição de provisão para crédito de liquidação duvidosa, em 2003, no montante de R$143,7 milhões, em virtude de ações judiciais impetradas por agentes do MAE, que discordam de certos valores apurados no período de racionamento de energia elétrica (junho de 2001 a fevereiro de 2002), dos quais a Companhia é credora.

Receita (Despesa) Financeira

A despesa financeira líquida foi de R$176,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004, apresentando um acréscimo de R$140,9 milhões ou 394,7% em relação à despesa financeira líquida da Companhia em 2003, que foi de R$35,7 milhões. Este acréscimo deveu-se, principalmente, devido a:

- valorização do real frente ao dólar, em 2003 foi de 18,2%, enquanto em 2004 a valorização foi substancialmente menor, representando 8,1%, o que causou uma diminuição de R$167,8 milhões na receita financeira;
- despesa financeira resultante de operações de *hedge-swap* de câmbio e juros passou de R$1,7 milhão em 31 de dezembro de 2003 para R$28,1 milhões em 31 de dezembro de 2004. Este acréscimo decorreu, principalmente, do resultado negativo no montante de R$26,7 milhões apurado em operações de *swap* de câmbio, contratada durante o exercício de 2004 para proteção de parte do passivo em moeda estrangeira da Companhia;
- despesa financeira de juros da dívida, reduziu de 17,0%, passando de R$226,5 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$188,1 milhões em 31 de dezembro de 2004, devido à amortização de empréstimos durante 2004;
- despesa financeira de juros da concessão mostrou um aumento de 30,0%, passando de R$ 10,3 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$ 13,4 milhões em 31 de dezembro de 2004; e

- provisão para perdas referentes a aplicações financeiras em CDBs do Banco Santos, no valor de 17,4 milhões em 31 de dezembro de 2004, constituído devido à intervenção do Banco Central nesta instituição.
- Além disso, devido à menor disponibilidade de caixa, a receita de aplicação financeira teve uma redução de 18,8%, passando de R$64,2 milhões em 2003 para R$52,1 milhões em 2004.

Resultado não Operacional

O resultado não operacional da Companhia passou de uma receita não operacional, de R$2,7 milhões em 31 de dezembro de 2003 para uma despesa não operacional de R$3,0 milhões em 31 de dezembro de 2004.

Durante 2004, a Companhia transferiu 33,33% do Projeto Jacuí por R$29,0 milhões. O valor contábil líquido correspondente aos 33,33% transferidos na data da transação totalizava R$27,8 milhões, resultando em um ganho na alienação de R$1,2 milhão.

Ainda em 2004, a Companhia procedeu à baixa de bens obsoletos vinculados ao Projeto Jacuí, fundamentada em laudo emitido por empresas especializadas, apurando uma despesa não operacional pela baixa de R$1,0 milhão.

Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com imposto de renda e contribuição social da Companhia diminuíram 40,1%, passando de R$143,3 milhões em 31 de dezembro de 2003 para R$85,8 milhões em 31 de dezembro de 2004. O valor do imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004 representou 10,0% comparado a 21,7% em 2003. Esta diminuição se deu devido, principalmente, ao reconhecimento do imposto de renda sobre a provisão para perdas econômicas do Projeto Jacuí, cujo empreendimento foi parcialmente (33,33%) transferido para terceiros, conforme acima mencionado. A referida provisão foi constituída em 1997, porém, somente foi reconhecido ativo fiscal diferido referente à contribuição social, restando pendente de reconhecimento o relativo ao imposto de renda. Com a transferência parcial do empreendimento e a conseqüente realização de parte da provisão, houve impacto positivo no resultado de 2004 no valor de R$112,6 milhões.

Resultado do Exercício

O resultado da Companhia no exercício social encerrado em 2004 foi um lucro líquido de R$775,2 milhões, 49,9% superior aos R$517,2 milhões registrados no ano anterior. A margem sobre receita operacional líquida foi de 31,4% em 2004, contra 28,2% em 2003. O lucro por lote de mil ações da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004 e 2003 foi de R$1,1876 e R$0,7923, respectivamente.

EBITDA

O aumento registrado na receita superou o incremento dos custos e despesas operacionais, conforme discutido acima, resultando em um aumento do EBITDA de 36,9% ou R$342,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004, em comparação a 2003. Em 2004, o EBITDA totalizou R$1.270,9 milhões, contra R$928,2 milhões em 2003. A margem de EBITDA ficou em 51,5% em 2004, em comparação a 50,7% no ano anterior.

Análise Comparativa do Resultado Consolidado – Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de 2003 e 2002.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 35,9%, passando de R$1.437,1 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$1.952,8 milhões em 31 de dezembro de 2003. Tal aumento foi decorrente, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) os preços da energia elétrica vendida nos Contratos Iniciais e nos Contratos Bilaterais, em vigor, foram reajustados pelo IGP-M, como regra geral, o que representou um aumento de R$290,9 milhões da receita operacional bruta; (ii) a energia elétrica liberada dos Contratos Iniciais, que vem sendo descontratada na razão de 25% ao ano, foi vendida a Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres a preços superiores àqueles anteriormente contratados, o que representou um aumento de R$80,9 milhões da receita operacional bruta; (iii) incremento de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, em virtude de disponibilidade de energia não contratada, o que representou um aumento de R$106,1 milhões na receita operacional bruta; (iv) venda de energia para a CBEE, iniciada em maio de 2002, o que representou um aumento de R$34,1 milhões na receita operacional bruta; (v) reajuste extraordinário de preço da energia elétrica, o que representou um aumento de R$56,6 milhões da receita operacional bruta; e (vi) redução de quantidade de energia vendida no ano de 2003 em comparação com 2002, que resultou uma redução de R$59,6 milhões da receita operacional bruta.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia aumentaram 96,9%, passando de R$61,9 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$121,9 milhões em 31 de dezembro de 2003. Como percentual da receita bruta de serviços, tais deduções passaram a representar 6,2% da receita operacional bruta no ano de 2003, comparado a 4,3% no mesmo período de 2002. Esta variação decorre, principalmente: (i) do incremento da receita operacional bruta; (ii) da majoração em 1,0% da alíquota do PIS, a partir de dezembro de 2002, o que representou um aumento de R$22,6 milhões em deduções da receita operacional bruta; e (iii) do crescimento do ICMS incidente sobre a venda de energia a consumidores finais decorrente de novos contratos firmados em 2003, o que representou um aumento de R$10,8 milhões em deduções da receita operacional bruta.

Receita Operacional Líquida

Tendo em vista o acima exposto, a receita operacional líquida da Companhia aumentou 33,1%, passando de R$1.375,3 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$1.830,9 milhões em 31 de dezembro de 2003.

Custo de Energia Elétrica e dos Serviços

O custo das vendas e dos serviços da Companhia aumentou 1,5%, passando de R$866,2 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$879,6 milhões em 31 de dezembro de 2003. Como percentual da receita líquida tais custos reduziram para 48,0% em 31 de dezembro de 2003, comparado a 63,0% em 31 de dezembro de 2002. Esta variação decorreu, principalmente, da evolução dos seguintes componentes:

- energia elétrica comprada para revenda: crescimento de 71,5%, passando de R$146,2 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$250,8 milhões em 31 de dezembro de 2003 decorrente substancialmente da exposição da controlada Itasa no MAE, no período do racionamento (junho de 2001 a fevereiro de 2002) e dos efeitos da contabilização das transações realizadas no âmbito do MAE, no montante total de R$99,0 milhões; e
- custo de produção de energia elétrica: redução de 12,9%, passando de R$713,3 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$621,6 milhões em 31 de dezembro de 2003 resultante principalmente da reversão da provisão para compra de energia elétrica, no período do racionamento, no montante de R$61,5 milhões, em virtude de reconhecimento definitivo na rubrica "energia elétrica comprada para revenda", acima apresentada.

Despesas Operacionais

As despesas gerais, administrativas e de vendas são compostas como segue:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2003	2002	Variação (%)
Despesas gerais e administrativas			
Despesas recorrentes	107,5	96,8	11,1
Constituição (reversão) de provisão para contingências, líquidas	(71,7)	0,7	-
Sub total	**35,8**	**97,5**	**(63,3)**
Despesas de vendas			
Despesas recorrentes	71,3	29,2	144,2
Constituição de provisão para crédito de liquidação duvidosa	143,7	-	-
Sub total	**215,0**	**29,2**	**636,3**
Total	**250,8**	**126,7**	**97,9**

As despesas gerais, administrativas e com vendas da Companhia aumentaram 97,9%, passando de R$126,7 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$250,8 milhões em 31 de dezembro de 2003. Como percentual da receita líquida, tais despesas aumentaram para 13,7% em 31 de dezembro de 2003, comparado a 9,2% no período encerrado em 31 de dezembro de 2002. Esta variação decorreu, principalmente, do comportamento dos seguintes componentes:

- despesas gerais e administrativas: crescimento das despesas com pessoal e serviços de terceiros;
- incremento dos encargos de uso da rede elétrica, que passaram de R$20,2 milhões em 2002 para R$61,7 milhões em 2003, motivado pela maior disponibilidade de energia elétrica para venda em Contratos Bilaterais em substituição aos Contratos Iniciais, que vem sendo descontratados e que sobre os quais não incidem encargos de transmissão; e
- a constituição (reversão) da provisão para contingências e a constituição da provisão para crédito de liquidação duvidosa reconhecidas no exercício de 2003, conforme demonstradas acima, estão explicadas no item apresentado anteriormente, relativo à análise comparativa dos resultados de 2004/2003.

Receita (Despesa) Financeira

As despesas financeiras líquidas da Companhia apresentaram redução de 95,1%, passando de R$723,1 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$35,6 milhões em 31 de dezembro de 2003. Esta redução decorreu do fato de que a desvalorização do real frente ao dólar durante 2002 foi de 52,3%, enquanto durante 2003, ao contrário de 2002, o real apresentou valorização frente ao dólar de 18,2%.

Já a despesa financeira de juros mostrou um aumento de 17,1%, passando de R$193,5 milhões durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 para R$226,5 milhões em 2003. Devido à maior disponibilidade de caixa, a receita de aplicação financeira teve um aumento de 175,5%, passando de R$23,2 milhões durante 2002 para R$64,2 milhões em 2003. As despesas com Encargos de Uso do Bem Público (UBP) aumentaram 171,1%, passando de R$3,8 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$10,3 milhões em 2003, devido ao início da operação comercial da UHE Cana Brava, em maio de 2002, quando os referidos encargos deixaram de ser capitalizados no ativo imobilizado e passaram a ser apropriados à despesa financeira.

Resultado Não Operacional

No exercício encerrado em 2003, a Companhia apresentou receita não operacional, líquida, de R$2,7 milhões, devido, substancialmente, a reversão de provisão para perda sobre bens vinculados ao Projeto Jacuí. Já em 2002, foi apurada despesa não operacional, líquida, de R$2,7 milhões, relativa, principalmente, a baixa de estudos e projetos considerados inviáveis.

Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com imposto de renda e contribuição social no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003 totalizaram R$143,3 milhões, representando 21,7% do lucro antes dos tributos. Esta alíquota efetiva resultou do reconhecimento, naquele exercício, de imposto de renda e contribuição social sobre os juros sobre o capital próprio, no montante de R$79,6 milhões.

Já em 2002, a Companhia apurou crédito de imposto de renda e contribuição social de R$162,2 milhões, correspondendo a 46,9% do prejuízo antes dos tributos. Esta relação percentual decorreu do registro do crédito do imposto de renda diferido, no valor de R$33,4 milhões, sobre a remuneração das imobilizações em curso, e do ajuste do crédito diferido de contribuição social, no montante de R$13,6 milhões, constituído em decorrência da alteração da alíquota desta contribuição de 8% para 9%.

Resultado do Exercício

O lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003 foi de R$517,2 milhões, sendo o lucro líquido por lote de mil ações de R$0,7923. No exercício social findo em 31 de dezembro de 2002, a Companhia obteve um prejuízo de R$183,5 milhões, correspondente a R$0,2812 por lote mil ações.

EBITDA

O aumento registrado na receita superou o incremento dos custos e despesas operacionais conforme discutido acima, resultando em um aumento do EBITDA de 62,2% ou R$356,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, em comparação a 2002. Em 2003, o EBITDA totalizou R$928,2 milhões, contra R$572,2 milhões em 2002. A margem EBITDA ficou em 50,7% em 2003, em comparação a 41,6% no ano anterior.

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS CONTAS PATRIMONIAIS DA COMPANHIA

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2003, o ativo circulante da Companhia era de R$925,0 milhões, 63,5% menor que em 31 de dezembro de 2002. As disponibilidades, de R$347,0 milhões em 31 de dezembro de 2003, eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida. Em 31 de dezembro de 2004, o ativo circulante da Companhia era de R$1.193,4 milhões, 29,0% maior que em 31 de dezembro de 2003. As disponibilidades de R$642,0 milhões em 31 de dezembro de 2004, representou um aumento de 85,0% ou R$294,9 milhões em relação a 31 de dezembro de 2003, em função de maior disponibilidade de recursos decorrentes das operações da Companhia aplicados em títulos e valores mobiliários, que eram destinados, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida no exercício de 2005.

Em 30 de setembro de 2005, o ativo circulante da Companhia era de R$ 1.028,2 milhões, 8,1% menor que em 30 de setembro de 2004. As disponibilidades, de R$ 530,9 milhões em 30 de setembro de 2005, também foram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida.

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2003, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$338,5 milhões, 7,9% maior que em 31 de dezembro de 2002. A variação é justificada, principalmente, pelos valores depositados em garantia do pagamento de serviços de dívidas e pela variação do ativo fiscal diferido. Em 31 de dezembro de 2004, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$371,7 milhões, 9,8% maior que em 31 de dezembro de 2003. A variação é justificada, principalmente: (i) pelo registro do parcelamento de débitos de agentes inadimplentes nas 1ª e 2ª liquidações do MAE (atual CCEE), que foram pactuados no mês de janeiro de 2004, para recebimento em 49 parcela;, (ii) pelos valores referentes a aplicações financeiras relativas a garantias vinculadas ao Fundo de Investimento Exclusivo da Companhia; (iii) pelo registro dos valores a receber decorrentes da alienação de 33,33% do Projeto Jacuí à ELEJA; e (iii) e pela variação do ativo fiscal diferido.

Em 30 de setembro de 2005, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$404,6 milhões, 19,0% maior que em 30 de setembro de 2004. A variação é justificada, principalmente: (i) pelos valores referentes a aplicações financeiras de garantias vinculadas ao Fundo de Investimento Exclusivo da Companhia; (ii) pelo aumento dos depósitos vinculados a litígios judiciais e de valores a receber de devedores diversos de energia; e (iii) pelo reconhecimento dos valores a receber decorrentes da alienação adicional de 33,33% do projeto Jacuí à Eleja. Em contrapartida, o realizável a longo prazo foi reduzido em função do resgate das cauções vinculadas à garantia da dívida com o BID, em decorrência de sua liquidação antecipada ocorrida no mês de maio de 2005.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2003, o imobilizado da Companhia era de R$4.749,0 milhões, 2,5% menor que em 31 de dezembro de 2002. A variação é justificada, principalmente, pela depreciação e amortização gerada no exercício, apesar de aumentos de imobilizações em curso. Em 31 de dezembro de 2004, o imobilizado da Companhia era de R$4.536,4 milhões, 4,5% menor que em 31 de dezembro de 2003. Os principais componentes que determinaram esta variação foram: (i) depreciação e amortização de R$215,7 milhões, superior às aquisições de bens e serviços em R$180,9 milhões e, (ii) transferência de 33,33% do empreendimento Jacuí à Eleja, em decorrência de alienação, resultando uma baixa no imobilizado no valor de R$27,8 milhões.

Em 30 de setembro de 2005, o imobilizado da Companhia era de R$ 4.389,5 milhões, 4,2% menor que em 30 de setembro de 2004. A redução é justificada, principalmente, pela depreciação e amortização gerada no período de R$214,0 e a transferência adicional de 33,33% do projeto Jacuí à Eleja, em decorrência da alienação, resultando uma baixa no imobilizado no valor de R$ 26,4 milhões.

Passivo Circulante

O passivo circulante foi reduzido de R$1.122,6 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$1.054,4 milhões em 31 de dezembro de 2003. A variação líquida se deu, principalmente, por conta de amortização dos serviços da dívida, redução do passivo fiscal diferido, das obrigações estimadas e fornecedores, e pelo ingresso de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar e não causou aumento. Em 31 de dezembro de 2004 o passivo circulante era de R$1.233,3 milhões, apresentando um aumento de 17,% em relação 31 de dezembro de 2003. A variação se deu, principalmente, pelas seguintes razões: (i) registro dos dividendos e juros sobre o capital próprio relativo ao exercício de 2004, superior em R$111,8 milhões ao apresentado em 2003; (ii) contratação de swaps no mercado de balcão em 2004, para proteção do passivo em moeda estrangeira, cujo saldo em 31 de dezembro de 2004 era de R$27,80 milhões, e (iii) aumento de R$58,9 milhões em tributos e contribuições sociais em decorrência, principalmente, do imposto de renda no valor de R$37,0 milhões, incidente sobre os juros sobre o capital próprio creditados em 09.12.2004.

Em 30 de setembro de 2005 o passivo circulante era de R$643,5 milhões, apresentando uma redução de 3,9% em relação a 30 de setembro de 2004, devido principalmente aos seguintes fatores: (i) redução das dívidas de curto prazo em 14,8%, em função basicamente, de amortizações no montante de R$762,7 milhões, sendo destacado o pagamento antecipado da dívida que a controlada CEM possuía junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, ocorrido em 16.05.2005, no valor de R$328,9 milhões, dos encargos gerados no período, no montante de R$172,8 milhões, e da transferência do exigível a longo prazo de parcela de dívidas vencíveis no curto prazo, no valor de R$547,2 milhões; (ii) contratação, em novembro de 2004, de swaps no mercado de balcão, para proteção de passivos em moeda estrangeira, cujo saldo em 30 de setembro de 2005 era de R$ 78,6 milhões; e (iii) redução de valores a pagar a fornecedores no montante de R$25,7 milhões.

Exigível a Longo Prazo

O exigível a longo prazo passou de R$2.895,5 milhões em 31 de dezembro de 2002 para R$2.476,1 milhões em 31 de dezembro de 2003, em decorrência, primordialmente, dos efeitos da valorização do Real frente às moedas estrangeiras de empréstimos e financiamentos e transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo. Em 31 de dezembro de 2004, o exigível a longo prazo era de R$2.184,9 milhões, apresentando uma redução de 11,8% em relação a 31 de dezembro de 2003, em função, principalmente, da transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$288,4 milhões e dos efeitos da valorização do Real frente às moedas estrangeiras de empréstimos e financiamentos, gerando redução da dívida de R$ 53,2 milhões.

Em 30 de setembro de 2005 o exigível a longo prazo era de R$1.893,4 milhões, apresentando uma redução de 19,2% em relação a 30 de setembro de 2004, devido, principalmente a redução de dívidas de longo prazo, em função da transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$218,3 milhões, do pagamento antecipado em 16 de maio de 2005, da dívida que a controlada CEM possuía junto ao BID, no valor de R$ 328,9 milhões, e dos efeitos da desvalorização do Real frente a cestas de moedas que atualizaram as dívidas em moeda estrangeira da Companhia, gerando redução da dívida no valor de R$177,1 milhões. Em contrapartida, o exigível a longo prazo aumentou devido à captação de recursos decorrentes da distribuição primária de debêntures, no montante de R$ 200,0 milhões. Os recursos oriundos dessa emissão destinaram-se ao aumento de capital na controlada CEM, propiciando assim, àquela Companhia, o pré-pagamento dos Contratos de Empréstimos e Financiamentos junto ao BID.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia, de R$2.760,0 milhões em 31 de dezembro de 2002, passou para R$2.601,8 milhões em 31 de dezembro de 2003 em decorrência, exclusivamente, do lucro líquido do exercício encerrado em 2003, de dividendos intermediários declarados e, da destinação do lucro líquido do exercício para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio. O patrimônio líquido da Companhia, de R$2.601,8 milhões em 31 de dezembro de 2003, passou em 31 de dezembro de 2004 para R$2.786,9 milhões, em decorrência do lucro líquido do exercício findo em 2004, no valor de R$ 775,2 milhões, e da destinação deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio no valor de R$590,0 milhões.

O patrimônio líquido da Companhia, de R$ 3.135,7 milhões em 30 de setembro de 2004, passou para R$ 3.377,0 milhões em 30 de setembro de 2005, em razão do lucro líquido dos períodos de outubro a dezembro de 2004 de R$ 241,3 milhões e de janeiro a setembro de 2005 de R$ 700 milhões, da destinação de dividendos e juros sobre o capital próprio em 31 de dezembro de 2004, no valor de R$ 590,0 milhões, e do crédito de juros sobre o capital próprio declarado em maio de 2005, no valor de R$110,0 milhões.

LIQUIDEZ E RECURSOS FINANCEIROS

As principais necessidades de liquidez e de recursos financeiros da Companhia são:

- obrigações de serviço de dívida referentes ao seu endividamento;
- investimentos para manter e modernizar seu Parque Gerador;
- impostos pagos aos órgãos federais, estaduais e municipais; e
- pagamentos de dividendos e demais distribuições aos acionistas.

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

- recursos gerados pelas suas operações; e
- receita financeira advinda da aplicação de seu caixa e disponibilidades.

A principal fonte de financiamento da Companhia sempre foram os recursos gerados nas suas operações. O fluxo de caixa operacional gerado nas operações em 2003 e 2004 foi de R$ 699,7 milhões e R$ 857,5 milhões, respectivamente. Tal aumento foi decorrente, basicamente, do aumento no lucro líquido da Companhia, o qual no exercício de 2003 foi de R$ 517,1 milhões e no de 2004 foi de R$ 775,2 milhões.

A Companhia acredita dispor de fontes de liquidez e de recursos financeiros suficientes para atender as previsões de suas necessidades de serviço da dívida, de dispêndio de capital e demais necessidades nos próximos anos, embora não seja possível oferecer garantias a esse respeito.

Atividades de Investimento/Desinvestimento de Capital

Principais Investimentos

Os principais investimentos da Companhia vem sendo realizados em seu Parque Gerador e distribuíram-se basicamente da seguinte forma no período e nos exercícios sociais indicados:

	Período encerrado em 30 de setembro de	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2005	2004	2003	2002
Programa de Manutenção e Revitalização das Usinas	17,3	22,8	23,6	35,1
Precipitador da Unidade 6 e Rotor da Unidade 5 da UTLB	7,2	0,5	-	-
Sistema Telemedição e Oscilografia Digital	1,6	1,3	0,6	2,3
Unidade de Co-geração Lages	3,5	6,4	56,6	4,2
UHE Cana Brava	1,0	1,0	20,0	246,8
Sistema de excitação UTLC	1,2	-	-	-
Implantação das Unidades 4 e 5 da UTE William Arjona	-	-	-	61,2
Total	**31,8**	**32,0**	**100,8**	**349,6**

Os principais investimentos da Companhia em geração nos anos de 2004, 2003 e 2002 foram R$ 32,0 milhões, R$ 100,8 milhões e R$ 349,6 milhões, respectivamente. Os investimentos na Manutenção e Revitalização das Usinas, no montante de R$ 22,8 milhões, concentraram a maior parte dos investimentos em geração durante 2004. Até 30 de setembro de 2005, o investimento total da Companhia para o período foi de R$ 31,8 milhões, principalmente no Programa de Manutenção e Revitalização das Usinas e no Precipitador da Unidade 6 e Rotor da Unidade 5 da UTLB.

A Companhia planejou os investimentos para os próximos anos nos valores refletidos na tabela abaixo:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Investimentos			**(milhões de reais)**			
Parque Gerador (existente)	54	59	61	51	42	64
Implementação de Novos Projetos *	-	154	246	139	62	16
Total	**54**	**213**	**307**	**190**	**104**	**80**

* Valores correspondem somente à parte de *equity* da Companhia nos novos projetos.

Os custos reais dos investimentos acima projetados podem variar significativamente com base na avaliação de mercado, inflação, fornecimento e outros fatores.

As projeções de investimento em geração e em outros projetos contemplam um gasto de capital de R$213 milhões em 2006 e R$307 milhões em 2007, destinados especialmente à manutenção do parque gerador e aquisição e implantação de novos empreendimentos de geração.

No período de 2006 e 2007, não estão previstos aportes nas atuais controladas, que estão capitalizadas e pagando dividendos.

Desinvestimentos

O principal desinvestimento realizado pela Companhia nos últimos anos foi a venda de 66% do projeto Jacuí. O projeto Jacuí caracteriza-se por um complexo de bens, que constituem parte substancial do acervo necessário para a conclusão da implementação de uma usina termelétrica movida a carvão mineral, com potência planejada de 350MW, no Estado do Rio Grande do Sul. O projeto Jacuí fazia parte dos bens que compunham o ativo da Gerasul, quando de sua privatização e aquisição pela SESA em 1998. As obras para a conclusão do projeto Jacuí haviam sido iniciadas em 1985, por iniciativa do Governo Federal através da Eletrosul, e encontravam-se paralisadas desde 1991.

Em junho de 2004, após conduzir um processo competitivo entre potenciais terceiros interessados no projeto Jacuí, a Companhia transferiu 33,33% do projeto Jacuí à Eleja. A Eleja é uma sociedade de propósito específico, controlada por uma sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do projeto Jacuí. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no projeto Jacuí, correspondente a 66,66%, ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela Eleja, e de venda, pela Companhia. Em 29 de julho de 2005 a Eleja adquiriu da Companhia participação adicional de 33,33% do projeto Jacuí, passando a ser titular de 66,66% de tal projeto, mediante o exercício da primeira das suas opções de compra previstas no contrato. Em 2006, tanto a Companhia como a Eleja poderão exercer suas opções de venda e compra, reciprocamente, da participação remanescente da Companhia no projeto Jacuí, hipótese em que a Eleja passaria a ser detentora de 100% do projeto Jacuí. Nos termos do contrato, a Eleja assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto Jacuí. Em 2005, a autorização para a implantação e exploração da UTE Jacuí foi transferida da Companhia para a Eleja, conforme aprovação da ANEEL.

Anteriormente à transferência do projeto Jacuí para a Eleja, a Companhia, fundamentada em laudo emitido por empresas especializadas, já havia procedido à baixa de certos bens vinculados ao projeto que se tornaram imprestáveis ou obsoletos e que, portanto, não foram objeto de transferência para a Eleja.

Endividamento

O endividamento bruto da Companhia em 30 de setembro de 2005 atingiu R$ 1.584,1 milhões, uma diminuição de 20,6% se comparado a R$1.994,0 milhão em 31 de dezembro de 2004. A parcela de endividamento de curto prazo correspondia a 17,4% do endividamento total, enquanto que em 2004 representava 15,1% da dívida. Do total da dívida bruta em 30 de setembro de 2005, 33,3% estão vinculados a compromissos em moeda estrangeira, sendo que em 30 de setembro de 2004 a Companhia apresentava 55,2% da dívida bruta vinculada à moeda estrangeira. Em 30 de setembro de 2005, 47,5% da dívida em moeda estrangeira estava protegida contra variações cambiais através de transações de *hedge* financeiro. As variações de taxa cambial resultantes da variação entre o real e o Dólar tiveram um efeito positivo significante nos resultados para os períodos terminados em 30 de setembro de 2005 e 2004. Os resultados para os períodos pós-balanço podem não refletir o mesmo efeito positivo devido a variações de taxa cambial.

As tabelas a seguir resumem o endividamento da Companhia por tipo/linha de financiamento nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004 e nos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2002	**% do Total**	**2003**	**% do Total**	**2004**	**% do Total**
	(em milhões de reais)					
Curto Prazo						
Empréstimos e Financiamentos	**507,2**	17,2%	**258,5**	11,2%	**277,7**	13,9%
Moeda Estrangeira	**141,0**	4,8%	**148,2**	6,4%	**153,4**	7,7%
Secretaria do Tesouro Nacional	78,8	2,7%	103,3	4,5%	104,6	5,2%
Instituições Financeiras	62,2	2,1%	44,9	1,9%	48,8	2,5%
Moeda Nacional	**366,2**	12,4%	**110,3**	4,8%	**124,3**	6,2%
Eletrobrás	54,4	1,8%	60,1	2,6%	66,4	3,3%
Instituições Financeiras	311,8	10,6%	50,2	2,2%	57,9	2,9%
Debêntures	**16,8**	0,6%	**21,2**	0,9%	**23,3**	1,2%
Longo Prazo						
Empréstimos e Financiamentos	**2.251,7**	76,2%	**1.859,4**	80,7%	**1.539,4**	77,2%
Moeda Estrangeira	**1.486,3**	50,3%	**1.131,3**	49,1%	**905,9**	45,4%
Secretaria do Tesouro Nacional	774,4	26,2%	560,1	24,3%	414,1	20,8%
Instituições Financeiras	711,9	24,1%	571,2	24,8%	491,8	24,7%
Moeda Nacional	**765,4**	25,9%	**728,1**	31,6%	**633,5**	31,8%
Eletrobrás	374,4	12,7%	314,2	13,6%	247,8	12,4%
Instituições Financeiras	391,0	13,2%	413,9	18,0%	385,7	19,3%
Debêntures	**179,0**	6,0%	**166,1**	7,2%	**153,6**	7,7%
Total	**2.954,7**	100,0%	**2.305,2**	100,0%	**1.994,0**	100,0%

	Período encerrado em 30 de setembro de 2004	% do Total	Período encerrado em 30 de setembro de 2005	% do Total
	(em milhões de reais)		(em milhões de reais)	
Curto Prazo				
Empréstimos e Financiamentos	**292,6**	13,5%	**240,9**	15,2%
Moeda Estrangeira	**172,2**	7,9%	**108,6**	6,9%
Secretaria do Tesouro Nacional	111,6	5,1%	**89,3**	5,6%
Instituições Financeiras	60,6	2,8%	**19,3**	1,3%
Moeda Nacional	**120,4**	5,6%	**132,3**	8,3%
Eletrobrás	64,8	3,0%	**71,6**	4,5%
Instituições Financeiras	55,6	2,6%	**60,7**	3,8%
Debêntures	**31,2**	1,4%	**35,0**	2,2%
Longo Prazo				
Empréstimos e Financiamentos	**1.692,0**	77,7%	**963,6**	60,8%
Moeda Estrangeira	**1.030,1**	47,3%	**419,3**	26,5%
Secretaria do Tesouro Nacional	503,0	23,1%	**288,1**	18,2%
Instituições Financeiras	527,1	24,2%	**131,2**	8,3%
Moeda Nacional	**661,9**	30,4%	**544,3**	34,3%
Eletrobrás	265,0	12,2%	**193,5**	12,2%
Instituições Financeiras	396,9	18,2%	**350,8**	22,1%
Debêntures	**160,8**	7,4%	**344,6**	21,8%
Total	**2.176,6**	100,0%	**1.584,1**	100,0%

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia apresentava índice dívida total sobre EBITDA de 1,1x, fato que leva a Companhia a acreditar em sua capacidade financeira para honrar seus compromissos de curto prazo, embora não seja possível oferecer garantias a esse respeito.

Contratos Financeiros Relevantes

Abaixo segue descrição, de forma resumida, dos contratos de financiamento mais relevantes em que a Companhia figura como parte.

- Em 03 de dezembro de 1999, a Companhia e a Enersul celebraram o Contrato de Compra e Venda de Ativos, por meio do qual a Companhia adquiriu ativos e direitos decorrentes de determinados contratos originalmente celebrados pela Enersul, dentre os quais destaca-se o *Loan Agreement* celebrado entre a Enersul e o Deutsche Bank Aktiengesellschaft ("*Deutsche Bank*") em 24 de setembro de 1998 ("*Loan Agreement*"), celebrado com o propósito de obter recursos para o financiamento de parte de uma operação de importação contratada pela Enersul para aquisição de duas turbinas a gás. Sobre o principal devido nos termos do Loan Agreement incide juros remuneratórios à taxa Libor acrescida da margem de 0,55% ao ano, sendo que o pagamento, pela Companhia em favor do Deutsche Bank nos termos do referido contrato, é realizado em 20 parcelas semestrais, iguais e consecutivas, vencendo-se a primeira no oitavo dia após a data de conclusão do projeto objeto financiamento. Além do Contrato de Compra e Venda de Ativos, a Companhia e a Enersul celebraram, na mesma data, o Contrato de Promessa de Pagamento, por meio do qual as partes regularam os seus respectivos direitos e obrigações na operação de assunção da dívida perante o Deutsche Bank. Em 30 de setembro de 2005, o saldo devedor da Companhia nos termos do Loan Agreement era de R$ 19,6 milhões;

- Em 23 de fevereiro de 2001, a Companhia celebrou Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior em Moeda Estrangeira com o Banco ABN AMRO Real S.A., no valor total de US$14,1 milhões, equivalentes a R$31,3 milhões em moeda corrente nacional, à taxa do dia 30 de setembro de 2005. O principal do contrato deverá ser pago em 10 parcelas iguais e semestrais no valor de US$1,4 milhões, sendo que a primeira venceu em 15 de setembro de 2003 e a última vencerá em 15 de março de 2008. Em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas, a Companhia entregou ao Banco ABN AMRO Real S.A. uma nota promissória de sua emissão, no valor de US$16,9 milhões. O saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato era, em 30 de setembro de 2005, de R$15,7 milhões;

- Em 29 de novembro de 1999, a Companhia emitiu EUR 40,0 milhões em *Floating Rate Notes* no mercado internacional, em regime de colocação privada, com vencimento em 30 de novembro de 2007 ("*Notes*"). As *Notes* são remuneradas à taxa EuroLibor, acrescida de *spread* de 7% ao ano sobre o saldo devedor do principal, pagos anualmente em 29 de novembro de cada ano, de 29 de novembro 2000 a 29 de novembro de 2007, e o principal em uma única parcela vencendo em 29 de novembro de 2007. Em 30 de setembro de 2005, as Notes emitidas pela Companhia no mercado internacional eram integralmente detidas pelo BNP Paribas Luxembourg e seu saldo devedor era de R$115,3 milhões;

- Em 28 de abril de 1997, a Companhia celebrou Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida com a União, por meio do qual a Companhia confessou a dívida no valor total de R$201,5 milhões, equivalente em 1º de agosto de 1996, a US$ 199,2 milhões, correspondente a obrigações externas decorrentes de contratos de empréstimo de Divida de Médio e Longo Prazo-DMLP celebrados junto a credores externos. Em garantia às obrigações decorrentes deste contrato, a Companhia obrigou-se a manter conta de depósitos no Banco do Brasil, cujos recursos nela depositados deverão ser sempre suficientes para honrar os pagamentos devidos nos termos deste contrato. Em 30 de setembro de 2005, o saldo devedor da Companhia neste contrato era de R$302,6 milhões;

- Em 15 de maio de 2001, a Companhia celebrou Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida com a União, com a interveniência de Furnas e do Banco do Brasil S.A., por meio do qual a Companhia confessou em favor da União, uma dívida no valor total de R$271,4 milhões, equivalente em 30 de junho de 2000, ao somatório dos seguintes valores nas respectivas moedas contratadas: GBP 48,5 milhões e DEM 154,9 milhões. O valor de principal da dívida confessada será atualizado monetariamente e sobre estes valores serão acrescidos juros remuneratórios calculados sobre os saldos devedores diários, à taxas variáveis, conforme a agência credora externa. Em garantia às obrigações decorrentes deste contrato, a Companhia obrigou-se a manter conta de depósitos junto ao Banco do Brasil, cujos recursos nela depositados deverão ser sempre suficientes para honrar os pagamentos devidos nos termos deste contrato. Em 30 de setembro de 2005, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato de confissão de dívida era de R$74,8 milhões;

- Em 1º de agosto e 16 de setembro de 1991, a Companhia celebrou contratos de financiamento com a Eletrobrás, nos valores totais de R$247,7 milhões e R$127,5 milhões, respectivamente. Sobre os valores de principal incidem juros anuais remuneratórios à taxa de 10% mais 2% de Taxa de Administração. Em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas em tais contratos, a Companhia (i) vinculou, em favor da Eletrobrás, o direito de recebimento da receita da própria Companhia (valores vencidos e não pagos à Companhia); e (ii) emitiu, em favor da Eletrobrás, notas promissórias representativas das parcelas devidas nos termos desses contratos. Em 30 de setembro de 2005, os saldos devedores da Companhia nos termos destes contratos eram de R$124,0 milhões e R$141,0 milhões, respectivamente;

- Em 27 de dezembro de 2001, a Companhia celebrou com o Banco do Brasil, Contrato Particular de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, por meio do qual a Companhia obteve financiamento no valor de R$30,0 milhões. Sobre o valor de principal incidem juros remuneratórios à taxa nominal de 13,175% ao ano e à taxa efetiva de 14% ao ano. Os valores de principal e juros deverão ser pagos em 102 parcelas mensais e consecutivas, sendo que venceu a primeira em 1º de julho de 2003 e a última vencerá em 1º de dezembro de 2011. Em garantia às obrigações assumidas nos termos do contrato de financiamento, a Companhia cedeu e transferiu ao Banco do Brasil direito de crédito no valor de R$8,7 milhões, decorrentes da venda de energia elétrica. Em 30 de setembro de 2005, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato de financiamento era de R$ 22,3 milhões;

- Em 23 de dezembro de 2002, a Companhia celebrou com o BNDES, o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, por meio do qual a Companhia obteve financiamento no valor de R$35,0 milhões. O valor do principal será pago em 60 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 15 de março de 2003 e a última em 15 de fevereiro de 2008. Sobre o principal da dívida, incidirão juros à taxa de 1% ao ano, acima da taxa média anual ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC. O pagamento dos juros é realizado mensalmente, sendo que a primeira venceu em 15 de março de 2003 e a última juntamente com a última parcela do principal. Em 30 de setembro de 2005, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato de financiamento era de R$22,2 milhões; e

- Em 02 de maio de 2005, a Companhia concluiu a emissão de 20.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R$10,0 mil, perfazendo o montante total de R$200,0 milhões. Tais debêntures foram emitidas em duas séries, sendo que a primeira série vencem em 02 de maio de 2011, com a atualização pelo IGP-M e remuneração a ser paga anualmente e que contempla juros remuneratórios a uma taxa fixa ao ano de 9,29% incidente sobre o valor nominal unitário atualizado. Já as debêntures da segunda série possuem vencimento em 02 de maio de 2010, com uma remuneração a ser paga semestralmente e que contempla juros equivalentes à acumulação de 103,9% da Taxa DI. Em 30 de setembro de 2005 o saldo devedor da Companhia, nos termos desta emissão de debêntures era de R$ 207,2 milhões.

Além dos principais contratos financeiros acima referidos, até 30 de setembro de 2005, a Companhia havia entregado cartas de fiança em garantia de suas obrigações decorrentes de contratos de crédito diversos, garantias estas no valor total de aproximadamente R$144,4 milhões, as quais incluem obrigações de suas Controladas.

Obrigações Contratuais

Para maiores informações sobre os contratos de concessão da Companhia, vide item "Concessões" da seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

A tabela abaixo apresenta o cronograma de desembolso relativo a obrigações contratuais em 30 de setembro de 2005:

Ano	Contratos Financeiros (R$ milhões)	Contratos de Compra de Energia (R$ milhões)
2005	113,2	13,2
2006 a 2008	678,9	385,0
2009 a 2011	548,6	-
2012 a 2014	139,0	-
Após 2014	104,4	-

OPERAÇÕES NÃO REGISTRADAS NO BALANÇO

Em 30 de setembro de 2005, não havia operações da Companhia que não estivessem registradas em suas demonstrações financeiras consolidadas, de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras.

INFORMAÇÕES QUALITATIVAS E QUANTITATIVAS SOBRE RISCOS DE MERCADO

Sem prejuízo de outros fatores dispostos em seção específica deste Prospecto, os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

- *Risco de taxas de juros e indexadores*: 67,2% do endividamento da Companhia está sujeito a taxas de juros variáveis, tais como TJLP, LIBOR e Taxa DI. Conseqüentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices na medida em que eventual elevação das taxas de juros resultará em um aumento nos custos e pagamentos do serviço das dívidas da Companhia. Em 30 de setembro de 2005, como exemplo da medida do risco decorrente da exposição a taxa de juros decorrente de uma variação hipotética de 1,0% da taxa de juros, a perda seria de aproximadamente R$10,6 milhões;

- *Risco de taxa de câmbio*: O endividamento consolidado da Companhia, em 30 de setembro de 2005, totaliza R$1.584,0 milhões, sendo que 33,3% estão vinculados a compromissos em moeda estrangeira. Além disso, parte da dívida da Companhia é denominada em dólares e alguns dos custos da Companhia, associados principalmente à aquisição de parte dos equipamentos e tecnologia relacionados ao seu Parque Gerador, estão vinculados à moeda estrangeira. Dessa forma, a Companhia é diretamente impactada pelo fator de risco de mercado de taxa de câmbio (Dólar). As empresas do Grupo da Companhia realizaram operações de *hedge* de forma a mitigar o risco de variação de câmbio, possuindo *hedge* para seu fluxo de caixa em moeda estrangeira até dezembro de 2006, bem como mantém *hedge* para parte do serviço de sua dívida em moeda estrangeira; e

- *Risco de Crédito:* Para minimizar o risco de inadimplência dos seus clientes, a Companhia adota uma política de crédito baseada em estudos, metodologias e procedimentos para a análise do crédito e da saúde financeira dos seus potenciais clientes. Tal política de crédito inclui a exigência de garantias ou limitações de créditos nas vendas. O histórico de inadimplemento da companhia resume-se aos atuais R$ 2,8 milhões decorrentes de contratos com consumidores livres e R$ 13,9 milhões relativos a transações no âmbito do MAE, pendentes desde 30 de dezembro de 2002.

VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

GERAL

Nos termos do Plano Decenal de Expansão aprovado em pelo MME, a capacidade de geração do País deverá aumentar até 112,1 GW até 2012, dos quais 86,8 GW (77,4%) deverão corresponder a energia hidroelétrica, 16,8 GW (15,0%) a energia termelétrica e 8,5 GW (7,6%) deverão ser importados por meio do SIN. A capacidade total de geração de energia instalada no SIN, em 31 de dezembro de 2004, era de 82,1 GW, segundo o ONS.

Aproximadamente 34,0% da Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil é atualmente detida pela Eletrobrás, *holding* controlada pelo Governo Federal, que detém também 61,0% da capacidade instalada de transmissão acima de 230 kV. Além disso, alguns estados brasileiros controlam empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Dentre essas empresas estão, entre outras, a CESP, a COPEL e a CEMIG. As empresas privadas detinham em 2003, respectivamente, 20,0% e 72,0% do mercado de geração e distribuição de energia, em termos de capacidade total, e 21,0% do mercado de transmissão em 2004, em termos de receita.

Capacidade de Geração

O setor elétrico brasileiro está dividido em quatro regiões geográficas: Sudeste, Sul, Norte e Nordeste, interconectados por linhas de transmissão com alta capacidade.

As usinas hidroelétricas geram, aproximadamente, 92,0% de toda a energia elétrica produzida no Brasil. O restante da produção é gerada por usinas termelétricas que utilizam gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, ou combustível nuclear. Com exceção de sistemas isolados da região Norte, as usinas termelétricas são usadas quando se torna mais barato o uso de tal energia em relação ao armazenamento de água para ser utilizada para geração de energia no futuro.

A tabela a seguir descreve a evolução da potência instalada no Brasil, dividida em capacidade de geração hidroelétrica, termelétrica e nuclear, de 1999 até 2004 e uma projeção do ONS para o presente ano e até o ano de 2008:

Ano	Hidroelétrica [1]	Termelétrica	Nuclear	Total [2]
(em MW)				
1999	57.724	3.478	657	61.859
2000	59.452	4.251	1.966	65.669
2001	61.044	5.130	1.966	68.140
2002	63.739	8.216	2.007	73.962
2003	66.321	8.993	2.007	77.321
2004	67.873	10.951	2.007	80.603
Set 2005	69.222	19.733	2.007	83.469
Projeção				
2006	73.810	11.765	2.007	87.582
2007	74.050	11.765	2.007	87.822
2008	74.050	11.765	2.007	87.822

[1] Inclui 50% do total da capacidade operacional de Itaipu.
[2] Não inclui as potências de Auto Produtores.
Fonte: ONS

Consumo de Energia Elétrica no País

O consumo de energia no Brasil registrou em 2004 um total de 320.772 GWh, valor 4,5% superior ao de 2003, representando um crescimento comparável à evolução do PIB no mesmo período, que foi de 4,9%. Para os próximos anos espera-se que o crescimento no consumo de energia mantenha próxima correlação com o crescimento do PIB.

Programa de Expansão – Planos Nacionais de Energia Elétrica

Tendo em vista que o SIN é alimentado primordialmente por geradores hidroelétricos, envolvendo uma imensa área geográfica e um volume substancial de permuta de energia entre as diferentes regiões do País, programas estratégicos de expansão se fazem necessários para assegurar a continuidade do fornecimento de energia e para monitorar e controlar o seu desenvolvimento, conhecidos como Planos de Expansão do Setor Elétrico.

No passado, o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas ("GCPS") preparava o Plano Decenal de Expansão, que estabelecia a quantidade, a localização e a capacidade de geração das usinas de energia elétrica que poderiam ser construídas em cada região. Posteriormente essa responsabilidade foi transferida ao Comitê Coordenador do Planejamento de Expansão dos Sistemas Elétricos ("CCPE") e, atualmente, com a introdução de um novo modelo setorial, para a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE").

O Plano Decenal de Expansão estabelece as principais diretrizes de planejamento de curto e médio prazo para o setor elétrico e foi atualizado pela primeira vez em 1989 e, desde então, tem sido atualizado periodicamente. Anteriormente à promulgação da Lei do Setor Elétrico em 1998, o Plano Decenal de Expansão designava especificamente qual empresa de serviços públicos seria responsável pela construção de cada projeto previsto. Atualmente, todas as concessões referentes à geração hidroelétrica devem ser precedidas de um processo de licitação pública. Como resultado disso, o Plano Decenal apenas indica a usina que será objeto de licitação pública e a licitação determina qual o empreendedor que deverá efetivamente construí-las. Além disso, o Plano Decenal relaciona também usinas termelétricas, as quais não demandam um processo de licitação pública para a construção, bastando apenas uma autorização a ser expedida pela ANEEL.

O Plano Decenal trabalha usualmente com três alternativas de crescimento para o Brasil no período proposto: (i) mercado alto; (ii) mercado referência; e (iii) mercado baixo. Para os estudos energéticos da operação do Sistema Interligado Nacional, a EPE tem adotado, para o mercado de referência, um crescimento da ordem de 5,1% ao ano para o horizonte 2005-2009.

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 exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente. A prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela respectiva concessionária, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

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:

- *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. 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; e
- *Término por decurso do prazo*: Quando a concessão expira, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia revertem à União. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos, exceto quanto àqueles relacionados ao projeto original, que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.

De acordo com a Lei de Concessões, as concessões de energia elétrica poderão ser extintas nos seguintes casos:

- termo final do contrato;
- encampação dos serviços;
- caducidade, em decorrência de descumprimento de obrigações regulamentares ou contratuais do concessionário, conforme apurado em processo administrativo;
- rescisão, que poderá ser de comum acordo entre as partes ou decorrente de decisão judicial irrecorrível proferida em processo proposto pelo concessionário;
- anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- em caso de falência ou extinção da concessionária.

Após a extinção da concessão, todos os bens vinculados ao serviço prestado, bem como todos os direitos e privilégios cedidos ao concessionário, serão revertidos ao Poder Concedente.

PENALIDADES APLICÁVEIS ÀS CONCESSIONÁRIAS

A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzido o ICMS), no período de 12 meses imediatamente anterior à notificação de aplicação da sanção. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da ANEEL, relativos a:

- assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; e
- alterações no controle do detentor da autorização, permissão ou concessão.

No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

PRINCIPAIS AUTORIDADES SETORIAIS

Ministério de Minas e Energia – MME

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, assume 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. 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. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (1) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre, 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 serão 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.

LEI DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a (i) incentivar a expansão da capacidade geradora; e (ii) assegurar o fornecimento de energia aos Consumidores Cativos, com modicidade tarifária, obrigando as Distribuidoras a comprarem energia por meio de leilões públicos de energia. Os elementos-chave da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- a criação de dois ambientes paralelos para a comercialização de energia, com (i) um mercado mais estável em termos de fornecimento de energia, de forma a dar garantias adicionais de suprimento a Consumidores Cativos, chamado de Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado a atividades não reguladas, do qual podem participar os Geradoras, Consumidores Livres e Comercializadoras e que permitirá um certo grau de competição, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre.
- restrições a determinadas atividades das Distribuidoras, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos;
- existência de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos;
- proibição das distribuidoras venderem energia a Consumidores Livres a preços não regulamentados e desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica;
- eliminação da auto-contratação (*self-dealing*), de forma a proporcionar um incentivo a que as Distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização.

QUESTIONAMENTOS QUANTO À CONSTITUCIONALIDADE DA LEI DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico tem atualmente sua constitucionalidade contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal recorreu, argumentando inexistir inconstitucionalidades na Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, já que a Medida Provisória que a instituiu foi convertida em lei. Até agora, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre o assunto e não é possível prever quando tal decisão será expedida. Independentemente da decisão do Supremo Tribunal Federal, espera-se que certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relacionadas à proibição de atividades não atinentes à distribuição de energia elétrica pelas Distribuidoras, de venda de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à auto-contratação, continuem em vigor.

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

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei n.º 9.648/98 e no Decreto n.º 2.655/98, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as Geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as Comercializadoras e os importadores de energia.

A comercialização de energia tem por finalidade o abastecimento energético, por meio das Distribuidoras de seus consumidores cativos e por meio de Geradoras e Comercializadoras para os Consumidores Livres, sendo realizada também entre agentes setoriais que não sejam consumidores finais.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os CCEAR deverão ser celebrados entre cada geradora e todas as concessionárias e permissionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), que são obrigadas a oferecer garantias aos geradores. As contratações entre as Distribuidoras e empreendimentos de geração existentes prevêem a entrega da energia sempre a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. Excepcionalmente, até 2006, as licitações de compra poderão prever início da entrega de energia em até 5 anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos de geração prevêem a entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

AMBIENTES PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas, paralelamente, em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por Distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus Consumidores Cativos e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e Comercializadoras.

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada Distribuidora são determinados compulsoriamente pela ANEEL. Os preços pelos quais a energia gerada por Itaipu é comercializada são denominados em dólares dos Estados Unidos da América, e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio dólar/real. Alterações nos preços da energia gerada por Itaipu estão, todavia, sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos, apurados nas tarifas de Distribuição. Em dezembro de 2004, o índice para repasse de energia fornecida por Itaipu foi estabelecido em montante igual a US$19,2071/KW.

A aquisição pelas Distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus Consumidores Cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as Geradoras, Comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores") por meio de duas espécies de acordos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar ou diminuir o fornecimento de energia, e neste caso terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a Geradora se compromete a disponibilizar uma determinada quantidade de capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da Geradora é garantida e o risco de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) é assumido pela Distribuidora. Em conjunto, estes contratos constituem o CCEAR.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de demanda por parte das Distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o novo modelo, as Distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia, ao invés dos 95% exigidos pelo modelo antigo. A insuficiência de energia para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às Distribuidoras.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras de energia terão o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos aos leilões. No repasse dos custos de aquisição de energia, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da impossibilidade das Distribuidoras de declararem montantes exatos e com antecedência em relação à sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os CCEAR deverão ser celebrados entre cada Agente Vendedor e todas as concessionárias e permissionárias de distribuição que participaram de um determinado leilão, sendo estas obrigadas a oferecer garantias às Geradoras. As contratações entre as Distribuidoras e empreendimentos de geração existentes poderão prever entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos de geração poderão prever entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos. A regulamentação da contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada deverá prever, ainda, condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais, bem como o compartilhamento dos riscos hidrológicos entre Geradoras e compradores.

Redução da Energia Contratada

O Decreto n.º 5.163 de 15 de março de 2004, que regula a negociação de energia elétrica no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite às Distribuidoras reduzirem o montante de energia contratada por meio dos CCEAR nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de Consumidores Potencialmente Livres do Mercado Regulado para o Mercado Livre; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas Distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17 de março de 2004.

As circunstâncias em que a redução do nível de energia contratada poderá ocorrer serão devidamente estipuladas nos CCEAR e poderão ser exercidas a exclusivo critério da Distribuidora, nos casos previstos acima e em regulamentos futuros da ANEEL.

Redução Compulsória no Consumo

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre

No Ambiente de Contratação Livre é realizada a venda de energia entre concessionárias de geração, Produtores Independentes, Comercializadoras, importadores de energia e Consumidores Livres.

Consumidores Livres são aqueles cuja demanda supere 3 MW ao ano, atendidos em tensão igual ou superior que 69 kV ou em qualquer tensão (desde que o suprimento tenha sido iniciado após 07 de julho de 1995), e que, em virtude desse critério de elegibilidade, podem ser atendidos por outros fornecedores, além da Distribuidora local. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou maior que 500 kW também poderão ser atendidos por outros fornecedores de energia, se tais consumidores passarem a ser supridos por uma fonte alternativa de energia, como biomassa ou PCHs.

Um consumidor que esteja habilitado para escolher seu fornecedor, no caso, um Consumidor Livre, e que tenha um contrato por prazo indeterminado com uma Distribuidora, somente poderá rescindir tal contrato mediante notificação à Distribuidora, com antecedência mínima de 15 dias da data em que tal Distribuidora deverá declarar suas necessidades de energia para o leilão seguinte, ressalvado que o fornecimento no Ambiente de Contratação Livre só será iniciado no ano seguinte ao da notificação.

O Consumidor Livre em potencial, quando exerce a sua prerrogativa de se tornar livre, somente poderá retornar ao mercado regulado mediante o envio de notificação à Distribuidora local com antecedência de 5 anos, podendo a Distribuidora aceitar prazo inferior a seu exclusivo critério.

Eliminação da Auto-Contratação (*Self-Dealing*)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para clientes cativos será feita no Ambiente de Contratação Regulada, a chamada auto-contratação (*self-dealing*), na qual cada Distribuidora podia satisfazer até 30% de suas necessidades de energia por meio da compra junto a partes relacionadas, não mais será permitida, exceto no contexto de contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

COMPRAS DE ENERGIA ELÉTRICA CONFORME A LEI DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal instituiu a regulamentação que rege a compra e a venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os Agentes Vendedores devem demonstrar que a energia disponibilizada para venda tem como respaldo suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia. Os Agentes Vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

OS LEILÕES DE ENERGIA

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as Distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela ANEEL (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à Distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória – caso de Itaipu – caso por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs, biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados (i) cinco anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-5"), e (ii) três anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3"). Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes (i) realizados um ano antes da data da entrega inicial (chamados de leilões "A-1"), e (ii) realizados em até quatro meses antes da data de entrega (chamados de "leilões de ajuste").

Cada Agente Vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada Distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da Distribuidora. A única exceção a esta regra acontecerá no leilão de ajuste, no qual os contratos celebrados entre Agentes Vendedores e Distribuidoras serão específicos, observadas as diretrizes gerais fixadas pela ANEEL. Os CCEAR dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 a 35 anos, e os CCEAR dos leilões "A-1" têm prazo variado entre 3 e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado estarão limitados ao prazo de dois anos.

Após a conclusão de cada leilão, as Geradoras e as Distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As Distribuidoras apresentam garantias em benefício das Geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários.

O Leilão de 2004

Em 07 de dezembro de 2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As Distribuidoras e Geradoras entregaram, até o dia 2 de dezembro de 2004, suas estimativas de projeção de demanda de energia elétrica para os cinco anos subseqüentes e os montantes a serem adquiridos para atendimento de suas demandas em relação a contratos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007. Baseado nessas informações, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser negociado no leilão de 2004 e a lista de empresas Geradoras participantes do leilão.

Os Leilões de 2005

Em abril de 2005, houve a realização do segundo leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325 MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R$83,13/MWh.

A energia a ser vendida com entrega prevista para 2009 foi automaticamente excluída do leilão, em conformidade com as regras estabelecidas pelo MME, tendo em vista que o preço para tal produto, durante o leilão, ficou abaixo das expectativas de mercado, com todas as Geradoras retirando suas ofertas. Como conseqüência, há, ainda, energia existente a ser contratada para 2009.

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R$63,0/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R$95,0/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102 MW médios para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166 MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

Os contratos de venda de energia celebrados nos leilões e, portanto, no Ambiente de Contratação Regulado, possuem seus reajustes pelo IPCA.

Leilão de Energia Nova

Está previsto para 16 de dezembro de 2005 o leilão da chamada energia nova, ou seja, energia elétrica produzida por novos empreendimentos de geração ou por empreendimentos existentes, mas que ainda não disponham de contrato de compra e venda de energia homologados pela ANEEL. Segundo informações do Governo Federal, será ofertada uma capacidade instalada de aproximadamente 1,8 GW.

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Decreto estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência – VR, que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as Distribuidoras.

Valor Anual de Referência é um incentivo para que as Distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição tende a ser inferior ao da energia contratada em leilões "A-3", por se acreditar que no leilão de "A-5" existirá uma maior oferta de fontes hidroelétricas. O VR é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente. O Decreto estabelece as seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas Distribuidoras:

- impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de cento e três por cento de sua carga anual;
- quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em dois por cento a demanda contratada em "A-5", o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3", (art. 38 do Decreto 5163/04);
- caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação (correspondente a 96% do volume vigente dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões), o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor (art. 34 do Decreto 5163/04);
- no período compreendido entre 2006 a 2008, a contratação de energia existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a um por cento da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder a este limite estará limitado a setenta por cento do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2007 até 2009. O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes;
- para a energia adquirida no leilão "A-1" a ser promovido em 2008, ao limite de 1% será acrescida a quantidade de energia contratada no leilão "A-1" promovido em 2005, com prazo de duração de três anos (art. 41 do Decreto 5163/04);
- o MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e
- caso as Distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua demanda, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação de penalidades por insuficiência de contratação (art. 42 do Decreto 5163/04).

CONTRATOS FIRMADOS ANTERIORMENTE À LEI DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas Distribuidoras, firmados e aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da referida lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados, com exceção dos Contratos Iniciais de fornecimento vigentes em março de 2004, os quais puderam ser alterados até dezembro de 2004, limitando-se a um prazo máximo de suprimento, qual seja, 31 de dezembro de 2005.

Durante o período de 2003 a 2005, as quantidades de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais foram reduzidas a uma taxa anual de 25% do seu volume inicial. De acordo com a nova regulamentação do Setor Elétrico, a energia liberada poderá ser vendida nos Ambientes de Contratação Livre ou Regulada. O objetivo do período de transição era permitir a introdução gradual da competição no setor e proteger os participantes do mercado contra a exposição a preços de mercado de curto prazo, potencialmente volátil e com viés de preços baixos. Durante este período, o montante de energia contratada por meio dos Contratos Iniciais vem sendo reduzido em 25% a cada ano, a partir de 2003, sendo que tais contratos terão vigência máxima até 31 de dezembro de 2005.

LIMITAÇÕES GOVERNAMENTAIS DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES NO MERCADO

Em 2000, a ANEEL estabeleceu novos limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. De acordo com tais limites, com exceção das empresas participantes do Programa Nacional de Desestatização (que apenas devem observar tais limites uma vez que sua reestruturação societária final estiver concluída), nenhuma companhia do setor elétrico poderá (i) deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% da capacidade instalada das regiões Norte/Nordeste, exceto se tal percentagem corresponder à capacidade instalada de uma única usina geradora; (ii) deter mais de 20% do mercado brasileiro de distribuição, 25% do mercado de distribuição das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição das regiões Norte/Nordeste, exceto na hipótese de um aumento na distribuição de energia superior às taxas de crescimento nacional ou regional; ou (iii) deter mais de 20% do mercado brasileiro de comercialização para consumidores finais, 20% do mercado brasileiro de comercialização para usuários não-finais ou 25% da soma das percentagens acima.

A DESVERTICALIZAÇÃO NO ÂMBITO DO NOVO MARCO REGULATÓRIO

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto 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 CWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005.

GARANTIAS FINANCEIRAS

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

A Resolução ANEEL nº 521/2002 determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à ANEEL, indicando o valor, o prazo e demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

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

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

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

REMUNERAÇÃO DAS GERADORAS

Ao contrário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, em geral, as Geradoras não têm, em seus respectivos contratos de concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas.

No âmbito dos Contratos Iniciais, as Geradoras são remuneradas pelas tarifas fixadas entre estas e as respectivas Distribuidoras, as quais são homologadas pela ANEEL. Já no âmbito dos Contratos Bilaterais, são fixados preços entre as partes, habitualmente decorrentes da participação em licitações públicas.

No âmbito dos Contratos Bilaterais firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as empresas Geradoras e Distribuidoras eram, geralmente, influenciados pela limitação ao repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas cobradas pelas Distribuidoras de seus consumidores finais. O repasse de energia adquirida por meio de contratos de fornecimento firmados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico é limitado por um valor estabelecido pela ANEEL, o chamado valor normativo.

Para os contratos celebrados sob a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a limitação ao repasse de custos pelas Distribuidoras é baseada no Valor de Referência Anual, que corresponde à média apurada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculados para todas as Distribuidoras. O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as Distribuidoras contratem suas demandas esperadas de energia nos leilões "A-5", nos quais se espera preços mais baixos do que nos leilões "A-3", e será aplicado nos três primeiros anos dos contratos de compra da energia produzida por novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição da energia produzida por tais projetos poderão ser integralmente repassados aos consumidores.

Essas limitações ao repasse pelas Distribuidoras dos custos de aquisição de energia acabam restringindo os preços de energia praticados pelos Agentes Vendedores, uma vez que estes devem ser similares ao valor normativo ou ao Valor Anual de Referência para serem competitivos. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras somente poderão adquirir energia por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e, via de regra, operacionalizados pela CCEE. Tal restrição não se aplica à venda de energia no Ambiente de Contratação Livre, onde a comercialização é realizada pela livre negociação de preços e demais condições.

Algumas Geradoras contam, ainda, com o MRE para ter assegurada a receita correspondente à sua Energia Assegurada. De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas Geradoras não depende diretamente da energia efetivamente gerada, e sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo Contrato de Concessão. As diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertas pelo MRE, cujo principal propósito 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 gerado. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram quantidade de energia insuficiente para atender à Energia Assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia, as restrições do sistema e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela superior ou inferior à Energia Assegurada, tem seu preço fixado 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.

REMUNERAÇÃO DAS GERADORAS TERMELÉTRICAS

De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por termelétricas não depende somente de sua potência instalada, e sim da Garantia Física. Além disso, as usinas termelétricas contratam a energia equivalente a sua Garantia Física através de contratos de compra e venda de energia, que são livremente negociados entre as partes. Na prática, as usinas termelétricas podem entregar sua energia contratada através de geração própria ou de aquisição de energia no mercado à vista (CCEE) e repasse da mesma, dependendo das condições verificadas entre seu custo de geração e o preço da energia praticado no mercado à vista e, conseqüentemente, tal decisão depende das condições de mercado e hidrológicas. Desta forma, as receitas das usinas termelétricas encontram-se vinculadas à diferença entre o preço contratado e (i) seu custo de geração, ou (ii) o preço da energia no mercado à vista.

MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

O MRE é um mecanismo destinado a distribuir o risco hidrológico entre as Geradoras. Todas as Geradoras hidroelétricas com despacho centralizado e as Geradoras termelétricas beneficiárias da CCC desde que tenham celebrado Contratos Iniciais são membros do MRE (sendo que a partir de janeiro de 2006, apenas Geradoras hidroelétricas serão membros do MRE). De acordo com este mecanismo cada planta possui uma quantidade de energia a ser comercializada proporcional à sua participação no valor total da Energia Assegurada. Desta forma, a produção total de um membro do MRE é alocada a cada membro de acordo com sua participação no total, independentemente de sua produção individual. Em suma, o MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de seu nível de Energia Assegurada para outros membros que registraram produção abaixo de tal nível.

A ANEEL define a Energia Assegurada de cada empreendimento de geração hidroelétrica com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina, em um período de tempo de múltiplos anos. A partir dessas informações e considerando um risco de 5% de não suprimento à demanda, a Energia Assegurada é calculada e seu valor poderá será revisto a cada cinco anos pela ANEEL ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5% do valor estabelecido na última revisão, limitas as reduções à 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de quatro etapas que examina, primeiramente, a capacidade das usinas, dentro da mesma região, de satisfazer os níveis de Energia Assegurada e, a seguir, considera o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. Tais etapas são detalhadas abaixo:

- aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de Energia Assegurada dos membros do MRE como um todo;
- aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de Energia Assegurada, conforme determinados pelo ONS;
- caso determinadas Geradoras, membros do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de Energia Assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras Geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de Energia Assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de Energia Otimizada, é feita, primeiramente, entre as Geradoras dentro de uma mesma região (sub-mercado) e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de Energia Assegurada;
- se, após a etapa (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de Energia Assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as Geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo preço MAE prevalecente na região em que tiver sido gerada; e
- se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tenham atingido seus níveis de Energia Assegurada, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no PLD.

As Geradoras membros do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de Energia Assegurada são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção ("O&M"), e custos com o pagamento de "royalties" pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de Energia Assegurada estabelecidos, as mesmas devem pagar custos de O&M e custos com os "royalties" pelo uso da água às Geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de Energia Assegurada durante o mesmo período.

Em situações nas quais as Geradoras do MRE em conjunto não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de Energia Assegurada do MRE, a Energia Assegurada é escalonada de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as Geradoras recebem um nível de Energia Assegurada Escalonada que é baseado na porcentagem do seu nível de Energia Assegurada em relação ao nível de Energia Assegurada do sistema como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas Geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de Energia Assegurada, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de Energia Assegurada, aquelas Geradoras receberão, ainda assim, níveis de Energia Assegurada Escalonada, que estarão abaixo de seus níveis de Energia Assegurada.

Caso as Geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de Energia Assegurada, mas as Geradoras termelétricas que não são membros do MRE gerem energia suficiente para evitar a necessidade de um racionamento, as Geradoras do MRE deverão comprar de tais Geradoras termelétricas a quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de Energia Assegurada no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de Energia Assegurada, independentemente do montante contratado. Assim sendo, se um membro do MRE não tiver a totalidade de sua Energia Assegurada contratada, o MRE assegurará que tal membro satisfaça seus compromissos contratuais, e não seus níveis de Energia Assegurada. A necessidade de racionamento é determinada pelo ONS em bases regionais. Na hipótese de racionamento, o preço refletirá o custo da energia não entregue, ou o preço máximo que os consumidores pagariam pela energia, conforme determinado pelo ONS. O racionamento é alocado segundo critérios técnicos, ao invés de uma base comercial que daria prioridade a contratos de comercialização de energia.

Energia Secundária

O montante total de energia do MRE restante, após a alocação para cobertura da insuficiência das Geradoras que deixaram de produzir suas respectivas Energias Asseguradas, é denominado "Energia Secundária". A Energia Secundária é alocada de acordo com a participação relativa de Energia Assegurada de cada Geradora em relação à Energia Assegurada global de todos os membros do MRE.

INCENTIVOS A FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

Em 2000 foi criado o Programa Prioritário de Termeletricidade ("PPT"), com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de usinas hidroelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem: (1) fornecimento garantido de gás por 20 anos, (2) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por usinas termelétricas serão transferidos às tarifas até o limite do valor normativo determinado pela ANEEL, e (3) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

A PPT enfrentou diversos obstáculos durante sua implementação, particularmente no que diz respeito ao preço de gás, o qual está geralmente atrelado ao dólar e, apesar de diversas alterações regulatórias, a PPT nunca foi integralmente implementada.

Em 2002, o PROINFA foi estabelecido pelo Governo Federal para criar determinados incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e projetos de biomassa. De acordo com o PROINFA, a Eletrobrás comprará a energia elétrica gerada por estas fontes alternativas por um período de 20 anos e repassá-las às Distribuidoras. Em sua fase inicial, o PROINFA é limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW (sendo cada fonte responsável por um terço). Projetos que pretendam se qualificar para receber os benefícios oferecidos pelo PROINFA devem necessariamente estar em operação comercial até 30 de dezembro de 2008.

ENCARGOS SETORIAIS

Tarifas de uso dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora e (ii) a TUST, tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que consiste na Rede Básica e suas instalações auxiliares. Adicionalmente, as Distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. A seguir encontra-se um resumo de cada tarifa ou encargo.

TUSD. A TUSD é paga pelas Geradoras e pelos Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da Distribuidora à qual a Geradora ou o Consumidor Livre estejam conectados, e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD-Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD-Serviço, dimensionada para remunerar os ativos da Distribuidora.

TUST. A TUST é paga por Distribuidoras, Geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente pela ANEEL de acordo com (i) a inflação e (ii) as receitas anuais permitidas para as concessionárias de transmissão, incluindo o custo de expansão, determinadas pela ANEEL. Em conformidade com critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as empresas de geração, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas. Outras partes da rede de propriedade das empresas de transmissão porém, que não são consideradas como parte da rede de transmissão, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

Encargo de Transporte de Itaipu

A usina hidroelétrica de Itaipu possui uma grade de transmissão operada em corrente alternada e contínua, que não é considerada parte da Rede Básica ou do sistema de transmissão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica denominada encargo de transporte de Itaipu, pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida por Itaipu, na proporção de suas quotas.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos

Nos termos da Lei n.º 9.648/98, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localize o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório, e a órgãos da Administração Direta da União. Em 2000, nos termos da Lei n.º 9.984 (que criou a Agência Nacional de Águas – ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais geradoras de energia elétrica iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano. Esses valores ainda não são cobrados integralmente pela ANA.

Taxa de Fiscalização ANEEL – TFSEE

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

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

Tarifas de Distribuição

O valor da tarifas de distribuição é determinado pela ANEEL, que tem autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a alterações nos custos de compra de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide o custo das Distribuidoras entre (i) custos que estão fora do controle das Distribuidoras, ou os chamados custos da Parcela A, e (ii) custos que estão sob o controle das Distribuidoras, ou custos denominados Parcela B. O reajuste de tarifas é baseado em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre duas categorias:

Custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes:

- custos com a compra de energia para revenda conforme previsto nos Contratos Iniciais;
- custos com a compra de energia de Itaipu;
- determinados encargos tarifários (taxas regulatórias);
- custos com a compra de energia nos termos de contratos bilaterais que foram livremente negociados entre as partes; e
- outros encargos referentes à conexão e ao uso dos sistemas de transmissão e de distribuição.

O repasse dos custos com a compra de energia prevista em contratos de fornecimento negociados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sujeito a um teto baseado em um valor normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como hidroelétrica, termelétrica e fontes alternativas de energia). O valor normativo aplicado aos contratos de fornecimento é ajustado anualmente de forma a refletir os aumentos nos custos incorridos pelas Geradoras. Tais reajustes levam em consideração (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda conversível; e (iii) custos relativos a combustíveis (tais como fornecimento de gás natural). Os custos incorridos deverão corresponder a pelo menos 25% de todos os custos incorridos pelas Geradoras.

A parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais). Os custos da Parcela B são determinados subtraindo-se os custos da Parcela A da receita da Distribuidora.

O contrato de concessão de cada Distribuidora prevê um reajuste anual de tarifas. Em geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, todavia, são corrigidos pela inflação em conformidade com o IGP-M.

As Distribuidoras têm também direito à revisão periódica a cada quatro ou cinco anos, dependendo do seu respectivo contrato de concessão. Estas revisões têm o objetivo de (i) assegurar receitas suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e uma compensação adequada pelos investimentos essenciais em serviços dentro do escopo da concessão de cada empresa, e (ii) determinar o fator X, que é baseado em três componentes: (a) ganhos esperados de produtividade a partir do aumento de escala, (b) avaliações pelos consumidores (verificadas pela ANEEL) e (c) custos trabalhistas.

O fator X é usado para ajustar a proporção da alteração no IGP-M que é utilizada nos reajustes anuais. Assim sendo, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X determina que as Distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Além disso, as concessionárias de distribuição de energia elétrica têm direito à revisão extraordinária de tarifas caso a caso, de forma a assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, incluindo tributos, que tragam alterações significativas em sua estrutura de custos.

Reserva Global De Reversão – RGR

Em determinadas circunstâncias, as empresas do setor elétrico são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Governo Federal criou a Reserva Global de Reversão, ("RGR"), concebida para prover fundos para tal indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as Distribuidoras e determinadas Geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3,0% do total de sua receita operacional em qualquer exercício. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para se esgotar em 2010, e a ANEEL deverá rever a tarifa de forma que o consumidor venha ser de alguma maneira beneficiado pelo fim da RGR.

O Governo Federal passou a cobrar uma remuneração dos Produtores Independentes pelo uso recursos hidrológicos, exceto as PCHs, semelhante à remuneração cobrada de empresas do setor público em relação à RGR. Os Produtores Independentes devem fazer contribuições para o Fundo UBP, conforme as regras do respectivo processo de licitação pública para outorga das concessões.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica interligadas no SIN que utilizam carvão mineral nacional. A CDE é gerida pela Eletrobrás e financiada por todos os consumidores de energia elétrica. O valor da CDE é fixo, reajustado anualmente pela variação do IPCA.

A CDE foi criada para apoiar (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o país, (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e biomassa), e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o país, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na região Sul do Brasil.

A CDE foi criada pela Lei nº 10.438/02 e regulamentada pelo Decreto nº 4.541/02, devendo permanecer em vigor por 25 anos. Neste sentido, vale notar que para que haja o cancelamento do subsídio representado pela CDE é necessário que uma nova Lei, que deverá cumprir todos os passos do processo legislativo no Brasil, seja editada para tanto, ou uma Medida Provisória seja editada com este objetivo, devendo-se considerar que mesmo no caso da edição de tal Medida Provisória, tal ato deverá passar por aprovação legislativa para que a mesma seja transformada em Lei.

Para usinas térmicas que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. A legislação que suporta a produção de carvão mineral resulta da força política e lobby da indústria carbonífera e tem um importante papel para a economia dos três estados do Sul do Brasil, gerando milhares de empregos. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas usinas térmicas somente poderão ser acrescidas à CDE se esta dispor de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as usinas termelétricas movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e evitam a necessidade de se importar carvão, contribuindo, assim, para a balança de pagamentos. É importante ressaltar que a CDE não é uma subvenção mantida pelo erário público, mas sim é um encargo pago por todos os consumidores finais de energia elétrica. Em termos relativos, o valor despendido com este encargo para atender especificamente o consumo de carvão das usinas do sistema interligado é de aproximadamente R$ 500 milhões, representando um impacto pouco significativo na tarifa final, da ordem de 0,6%.

Pelos motivos acima, a Companhia não vê nenhuma razão para acreditar no cancelamento do subsídio representado pela CDE. Não obstante, caso isso ocorresse, na visão da Companhia tal impacto poderia ser mitigado por diversos fatores e iniciativas. A Companhia teria a alternativa, sem compromisso de compra mínima, de adquirir carvão mineral importado, o qual por ser mais eficiente, reduz o custo unitário de produção, considerado o custo do transporte até a usina.

O término da obrigatoriedade de compra de quantidade mínima de carvão mineral nacional, permitiria, em condições hidrológicas normais, reduzir praticamente a zero a necessidade de despachar as usinas termelétricas da Companhia, ocorrendo o despacho somente quando o preço spot fosse superior ao custo variável de geração da Usina. A Companhia acredita que o impacto no seu resultado seria pouco significativo, pois apesar do aumento do custo de substituição para compra de energia no spot (para atender os contratos) quando a usina não está despachada, que historicamente se dá a preços baixos, e do incremento dos gastos efetivos com combustível na ocorrência de despacho, haveria uma redução significativa dos custos operacionais e de investimentos na manutenção das usinas, bem como haveria uma redução dos dispêndios com impostos (PIS/COFINS) sobre a aquisição do combustível. Adicionalmente, as unidades de geração térmica mais antigas não precisariam ser contratadas, sendo mantidas em reserva fria, com custos operacionais mínimos, permitindo a venda de energia no spot e servindo de reserva para o parque gerador hidrelétrico da Companhia.

Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. PCHs, projetos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

Inadimplemento de Encargos Setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao PROINFA, à CDE, à CCC, ou dos pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

RACIONAMENTO

A baixa quantidade de chuvas na estação úmida 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada em Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das usinas hidroelétricas, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

Acordo Geral do Setor Elétrico

O Acordo Geral do Setor Elétrico foi o acerto firmado entre Geradoras e Distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo Racionamento de energia 2001/2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, prevê financiamento de até R$7,5 bilhões do BNDES às empresas e reajuste tarifário extraordinário de 2,9% para consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% para consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

ASPECTOS AMBIENTAIS

Responsabilidade Ambiental

As violações à legislação ambiental podem caracterizar crime ambiental, atingindo tanto os administradores, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica da Companhia. Podem, ainda, acarretar penalidades administrativas, como multas de até R$50 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência) e suspensão temporária ou definitiva de atividades. Ressalte-se que tais sanções serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente e a terceiros afetados.

Na esfera civil e administrativa, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como conseqüência, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações da Companhia, como a disposição final de resíduos, não exime a responsabilidade da contratante por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

Licenciamento Ambiental

A Política Nacional do Meio Ambiente, que tem como lei maior a Constituição Federal, determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental. Este procedimento é necessário tanto para a instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito ao Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), assim como à implementação de medidas de compensação ambiental (recursos destinados à implantação e manutenção de unidades de conservação, no montante de, pelo menos, 0,5% do custo total previsto para a implantação do empreendimento).

Para os empreendimentos de impacto ambiental regional ou realizados em áreas de interesse ou domínio da União, a competência para licenciar é atribuída ao IBAMA. Com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA e os órgãos estaduais de meio ambiente como o IAP, no Estado do Paraná, a FATMA, no Estado de Santa Catarina, a FEPAM, no Estado do Rio Grande do Sul, o IMAP, no Estado do Mato Grosso do Sul, e a Agência Goiana do Meio Ambiente, no Estado de Goiás, são competentes para a análise das atividades e emissão de licenças ambientais, bem como para a imposição de condições, restrições e medidas de controle pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, a emissão de três licenças: licença prévia, licença de instalação e licença de operação.

Antes da licitação para obtenção da outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos, a ANEEL deve providenciar, por meio da EPE, a realização dos estudos ambientais exigidos e a obtenção da respectiva licença prévia para o empreendimento. A ausência de licença ambiental, independentemente da atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, consiste em crime ambiental além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas tais como multas que, no âmbito federal, podem chegar a R$10 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência), e interdição de atividades.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos seus empreendimentos.

Para informações sobre as licenças ambientais relativas à instalação e funcionamento do Parque Gerador da Companhia, vide subitem "Gerenciamento Ambiental" da seção "Atividades da Companhia".

Recursos Hídricos

A Política Nacional de Recursos Hídricos determina que o uso de corpos d'água para fins de captação ou lançamento de efluentes (i) deverá ser previamente autorizado pelo Poder Público por meio de outorga de direito de uso, além de (ii) ensejar a cobrança de valores para essa finalidade. Para as hidroelétricas da Companhia situadas em rios de domínio estadual, a competência para a emissão da outorga cabe ao respectivo órgão estadual de recursos hídricos. Caso seja um rio de domínio da União, essa tarefa incumbe à ANA.

O aproveitamento de potencial hidroelétrico por meio das usinas hidroelétricas da Companhia configura atividade sujeita à outorga e conseqüente cobrança pelo uso da água. A cobrança pelo uso da água nas usinas hidroelétricas é estabelecida em Lei e, atualmente, junto com a compensação financeira. Nos casos das usinas termelétricas, até a data deste Prospecto, a cobrança pelo uso da água não havia sido regulamentada.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

A COMPANHIA

Introdução

De acordo com informações da ANEEL, em 30 de setembro de 2005, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada. A Capacidade Instalada da Companhia totaliza 5.860 MW, o que corresponde a 7,5% do parque gerador de energia brasileiro (com base em informações da ANEEL em 31 de dezembro de 2004), e sua Energia Assegurada é de 3.172 MW médios. Já a capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia que inclui os contratos de compra de energia de longo prazo, é de 5.968 MW.

A tabela abaixo apresenta informações financeiras e operacionais consolidadas nos períodos abaixo indicados:

	Período encerrado em 30 de setembro de		Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
	2004[1]	2005[1]	2002	2003	2004
	R$milhões (exceto percentuais e volume de energia vendida)				
Receita Líquida	1.853,0	1.960,1	1.375,2	1.830,9	2.469,9
EBITDA[2]	949,8	1.082,3	572,3	928,2	1.270,9
Margem de EBITDA[3]	51,3%	55,2%	41,6%	50,7%	51,5%
Lucro Líquido (Prejuízo)	533,9	700,0	(183,5)	517,1	775,2
Volume de Energia Vendida (GWh)	22.072	22.354	25.417	24.327	29.440

[1] Informações não auditadas.
[2] EBITDA é o lucro líquido (prejuízo) adicionado das despesas financeiras líquidas, a depreciação e amortização, o resultado não operacional e imposto de renda e contribuição social. O EBITDA não é uma linha de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados, não devendo ser considerado como alternativa para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional ou para o fluxo de caixa ou, ainda, como indicador de liquidez. O EBITDA não tem uma definição única e a definição de EBITDA pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.
[3] Representa o EBITDA dividido pela receita líquida.

O Grupo Suez adquiriu, por intermédio da SESA, o controle acionário da Companhia através de um leilão de privatização realizado em 15 de setembro de 1998.

No período de sete anos encerrado em 30 de setembro de 2005, contado a partir da aquisição pela SESA, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$2,5 bilhões na expansão e melhoria de suas usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro e cumprindo com todas as obrigações de investimento constantes de seus contratos de concessão. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada da Companhia apresentou crescimento de 57,6%, passando de 3.719 MW para 5.860 MW, verificando-se, ainda, um aumento de 48,0% em sua Energia Assegurada, que passou de 2.143 MW médios em 1998 para 3.172 MW médios em setembro 2005.

Atualmente, os maiores clientes da Companhia são as empresas Distribuidoras. Contudo, a Companhia estabeleceu como parte de sua estratégia de negócios a diversificação de sua base de clientes, com foco em Consumidores Livres. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía contratos de compra e venda de energia com mais de 100 Consumidores Livres localizados em 12 Estados brasileiros. A Companhia acredita possuir um dos melhores índices de contratação do setor, com cerca de 745 MW médios contratados junto a tais clientes. Em 30 de setembro de 2005, do total de energia vendida, 21% estava vinculado a Contratos Iniciais, 32% a contratos com Distribuidoras, principalmente através de contratos bilaterais, 23% a contratos com Comercializadoras, 21% a contratos com Consumidores Livres e 3% estava vinculado a Exportações.

Novos Projetos

A Companhia regularmente avalia oportunidades, implementa e opera projetos relativos a usinas hidroelétricas, termelétricas e unidades de co-geração tendo demonstrado sua competência nos projetos das UHEs Itá e Machadinho, na UTE William Arjona e UTE de co-geração Lages.

No caso da UHE Cana Brava, o projeto foi desenvolvido pelo Grupo Suez, através da CEM, ainda antes da privatização da Companhia. Após o alcance de determinados marcos, a CEM foi transferida para a Companhia.

A partir de então, a Companhia e o acionista controlador adotam estratégia que contempla, para grandes projetos hidroelétricos, a segregação entre o desenvolvimento do projeto e a sua efetiva implementação e operação. Durante a fase de licitação, obtenção da concessão, autorizações regulatórias e negociação de contratos (incluindo contratos de venda de energia, contratos de construção e contratos de financiamentos), até o início da construção do projeto, o detentor e gestor do mesmo é o acionista controlador da Companhia. Após esta primeira fase o projeto é transferido para a Companhia.

Com isso, o projeto é desenvolvido fora da Companhia, não acarretando para a mesma riscos com o seu desenvolvimento. Outro benefício desta estratégia é o grande *know-how* do Grupo Suez em relação ao desenvolvimento desta espécie de projetos. No momento da transferência para a Companhia, o projeto é avaliado por uma instituição financeira independente e transferido em condições de mercado.

Seguindo esta estratégia, o acionista controlador da Companhia desenvolve dois projetos, quais sejam, as UHEs Estreito e São Salvador, cujas obras poderão ter início no ano de 2006, dependendo do resultado do leilão de energia nova, a ser promovido pelo MME e ANEEL e realizado no dia 16 de dezembro de 2005.

A UHE São Salvador será localizada no Rio Tocantins e contará com Capacidade Instalada de 241 MW, sendo que o projeto, em 30 de setembro de 2005, já havia recebido as Licenças Prévia e de Instalação do IBAMA (tanto para a usina como para a linha de transmissão).

A UHE Estreito contará com Capacidade Instalada de 1.087 MW, e também será localizada no Rio Tocantins. A concessão da UHE Estreito é detida por meio de um consórcio de sociedades do qual o acionista controlador da Companhia detém 30% de participação e é o líder do consórcio.

Os projetos deverão ser transferidos para a Companhia em condições de mercado antes do início de sua construção.

PONTOS FORTES

A Companhia acredita possuir as seguintes vantagens competitivas e pontos fortes:

Potencial de Crescimento. A Companhia possui histórico de investimentos de sucesso no setor, tendo aumentado a sua Capacidade Instalada em 57,6% desde a privatização, o que demonstra a sua habilidade para continuar expandindo o seu Parque Gerador seja através do desenvolvimento de novos projetos ou potenciais aquisições. A combinação de sua capacidade financeira e de gestão com o *know how* e a experiência na execução de projetos de expansão e aquisições de seu acionista controlador permitem à Companhia obter retornos atrativos em seus investimentos e aquisições, de forma a gerar valor para os seus acionistas.

Perfil de Contratação Adequado. A atual Energia Assegurada da Companhia está praticamente toda contratada até 2008, a preços competitivos e reajustados pelo IGP-M, exceto pelos contratos firmados por meio dos leilões no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada que são reajustados pelo IPCA. Esse elevado nível de contratação proporciona estabilidade de geração de caixa em um momento em que há excesso de oferta de energia elétrica. A partir de 2009, em um momento em que segundo as previsões da Empresa de Pesquisa Energética e mantidos apenas os projetos hoje em construção, a demanda poderá ser superior à Capacidade Instalada do País, a Companhia possui substancial montante de energia a contratar, podendo se beneficiar de potencial aumento nos preços. Adicionalmente, a Companhia tem 744 MW médios provenientes de suas usinas operacionais (Cana Brava, Itá, Machadinho e William Arjona) e 324 MW médios das usinas em fase de desenvolvimento por seu acionista controlador, e que serão transferidas para a Companhia antes do início da sua construção, que podem ser vendidos em um dos próximos três leilões de energia nova previstos para ocorrer até o final de 2007.

Pioneirismo no Fornecimento em Larga Escala a Consumidores Livres. A Companhia foi pioneira no foco na contratação de energia com Consumidores Livres e no desenvolvimento de políticas de fidelização destes. Com isso, a Companhia desenvolveu um forte *know-how* no gerenciamento destes clientes que permitem a maximização da eficiência do seu *portfolio* de clientes, dado sua flexibilidade na negociação de termos e condições contratuais, inclusive na definição de preços. A carteira de Consumidores Livres apresentava, em 30 de Setembro de 2005, mais de 100 clientes com cerca de 745 MW médios contratados, representando 21% do volume total de energia vendida no período, comparado a 15,1% em 2004 e 9,5% em 2003.

Geração de Caixa Consistente e Solidez Financeira. Crescimento elevado e consistente da receita líquida (crescimento médio de 34,0% de 2002 a 2004 e de 5,8% nos nove primeiros meses de 2005 se comparado aos nove primeiros meses de 2004) com contínua melhoria de margens (margem de EBITDA de 55,2% nos nove primeiros meses de 2005 comparado com 51,5% em 2004, 50,7% em 2003 e 41,6% em 2002) resultando em uma forte geração de caixa operacional. Adicionalmente, a necessidade de investimento recorrente é baixa, tendo representado cerca de 3% do EBITDA em 2004. Estes fatores combinados levaram a Companhia a uma sólida posição financeira com baixa alavancagem (relação dívida total por EBITDA de 1,1x em setembro de 2005) que possibilitou a Tractebel Energia obter um dos melhores ratings de crédito do setor no Brasil ("brA+" pela Standard & Poor´s e "AA-(bra)" pela Fitch Ratings), o que a coloca em posição privilegiada para explorar novas oportunidades de investimento.

Administração Experiente e Comprometida com Boas Práticas de Governança Corporativa. A Companhia apresenta disciplina em seus investimentos e consistência na implementação do seu plano de negócios através de um corpo de administradores com uma média de 20 anos de experiência no setor elétrico e na Companhia juntos desde sua privatização em 1998. A experiência e coesão da administração se reflete na alta adaptabilidade e antecipação de soluções frente às diversas mudanças ocorridas no ambiente regulatório e competitivo do setor elétrico, que possibilitaram a Companhia gerar valor para seus acionistas ao longo de toda a sua existência. Adicionalmente, a Companhia está comprometida com as melhores práticas de gestão e de governança corporativa, tendo suas ações listadas no segmento Novo Mercado da Bovespa.

Alto *Pay-Out* de Dividendos. A forte geração de caixa da Companhia ao longo dos anos possibilitou um histórico de alto *pay-out* de dividendos, com uma distribuição de 95% do seu lucro líquido na forma de juros sobre capital próprio e dividendos sobre os lucros de 2003 e 2004. Adicionalmente, a Companhia apresentou um dos maiores *dividend yields* do setor em 2004 (13,0%).

Acionista Controlador com Vasta Experiência no Brasil e no Setor Elétrico. Presente no Brasil há mais de 50 anos e no setor elétrico brasileiro há 8 anos, o Grupo Suez tem um histórico de comprometimento de longo-prazo com o Brasil. A Capacidade Instalada da Tractebel Energia representa aproximadamente 10,0% da Capacidade Instalada mundial do Grupo Suez.

ESTRATÉGIA

O objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas. Para atingir tais objetivos, a Companhia utilizará as seguintes estratégias:

Crescimento com Disciplina Financeira. A Companhia visa crescer suas receitas de duas formas principais: (i) beneficiando-se de melhores preços, e (ii) aumentando seu parque gerador. A Tractebel Energia utilizou como estratégia ter substancial parte de sua Energia Assegurada descontratada a partir de 2009, quando segundo as previsões da Empresa de Pesquisa Energética e mantidos apenas os projetos hoje em construção, a demanda de energia poderá ser superior a sua oferta, levando a um potencial aumento do seu preço. Em relação ao aumento do Parque Gerador, a Companhia acredita que a partir da manutenção de sua sólida condição financeira e de sua forte geração de caixa, poderá crescer através do desenvolvimento de novos projetos e avaliação de possíveis aquisições. Neste sentido, os projetos das Usinas de Estreito e São Salvador que estão sendo desenvolvidos por seu acionista controlador, em conjunto com o Grupo Suez, poderão adicionar 567 MW de Capacidade Instalada a Companhia.

Maximização da Eficiência do *Portfolio* de Clientes. A estratégia de comercialização da Companhia a permite beneficiar-se de preços médios de venda consistentemente mais altos (preço médio de R$47,4 por MWh em 2002 comparado com R$83,88 por MWh nos nove primeiros meses de 2005). Este resultado é fruto da combinação de foco em consumidores livres com o *track-record* único da Tractebel Energia em lidar com este tipo de cliente. A Companhia pretende, por meio de suas iniciativas direcionadas ao segmento, dentre as quais se incluem seu programa de fidelização e sua estratégia de marketing, continuar investindo na prestação de serviços e no relacionamento com clientes livres, uma vez que a contratação com este tipo de cliente possibilita a otimização do seu *portfolio* de contratos.

Eficiência Operacional. Excelência operacional é a base sobre a qual a Companhia sustenta sua estratégia para tornar-se cada vez mais competitiva e eficiente e, assim, elevar ao máximo a criação de valor para os seus acionistas. A Tractebel Energia apresenta uma sólida performance operacional e índices de produtividade crescentes que a permitem melhorar suas margens operacionais continuamente.

HISTÓRICO

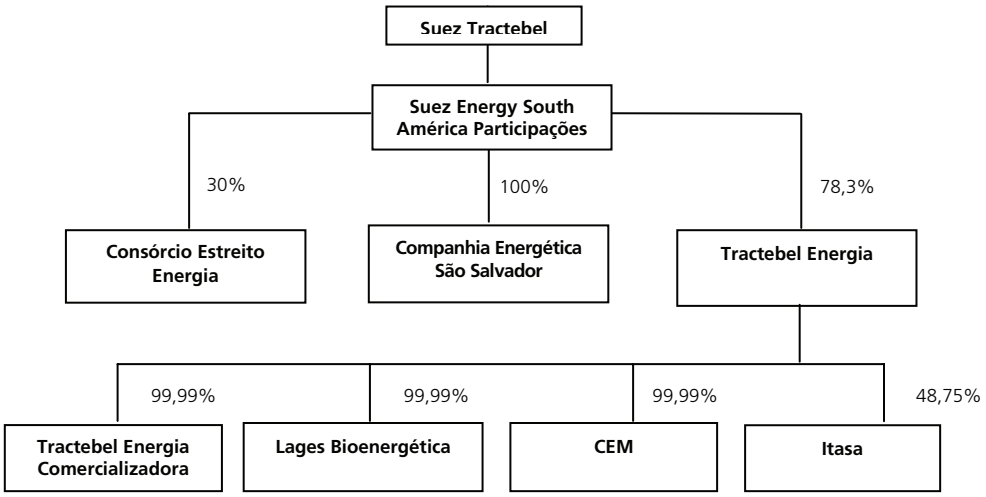
Em 23 de dezembro de 1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, a Gerasul. Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a pertencer à Eletroger, companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobrás. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em leilão realizado em 15 de setembro de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a Suez Energy South América Participações Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez Tractebel Sociètè Anonyme (nova denominação da Tractebel Sociètè Anonyme), com sede em Bruxelas, Bélgica, adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$945,7 milhões.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul assumiu a marca da sua controladora e passou a ser denominada Tractebel Energia S.A.

Em setembro de 2005 completaram-se sete anos desde a realização do leilão do controle acionário da estatal Gerasul e a sua aquisição pela SESA. Nesse período, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$2,5 bilhões, na expansão e melhoria de suas usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada da Companhia apresentou crescimento de 57,6%, passando de 3.719 MW para 5.860 MW, verificando-se, ainda, um aumento de 48,1% em sua Energia Assegurada, que passou de 2.143 MW médios para 3.172 MW médios.

Em 30 de setembro de 2005 a Companhia era controlada pela SESA, detentora de 78,31% do seu capital social total. O quadro a seguir representa a estrutura acionária na qual a Companhia estava inserida em 30 de setembro de 2005, indicando as respectivas participações:



SOCIEDADES CONTROLADAS

Tractebel Energia Comercializadora

A Tractebel Energia Comercializadora foi constituída em outubro do ano 2000 e tem como objeto social a comercialização de energia elétrica gerada no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações. A partir de setembro de 2004, a Tractebel Energia Comercializadora passou a exercer suas atividades com maior intensidade, encerrando o ano com 632 MW médios vendidos. Em 30 de setembro de 2005, a Tractebel Energia Comercializadora possuía contratos de venda de energia elétrica com 28 clientes, representando aproximadamente 280 MW médios por mês.

A participação da Companhia na Tractebel Energia Comercializadora, em 30 de setembro de 2005, era de 99,9% do capital social total e votante.

Lages Bioenergética

A participação da Companhia na Lages Bioenergética, em 30 de setembro de 2005 era de 99,9% do capital social total e votante. A Lages Bioenergética recebeu autorização da ANEEL em 2002 para atuar como Produtor Independente, mediante a implantação da Unidade de Co-geração Lages, localizada no Município de Lages, no Estado de Santa Catarina. Para maiores informações sobre a Unidade de Co-geração Lages, vide subitem "Unidade de Co-geração Lages" nesta seção "Atividades da Companhia".

Companhia Energética Meridional – CEM

A CEM é detentora da concessão para geração de energia elétrica na UHE Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, entre os Municípios de Minaçu e Cavalcante, no Estado de Goiás. Para maiores informações sobre a UHE Cana Brava, vide subitem "Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação" desta seção "Atividades da Companhia".A participação da Companhia na CEM em 30 de setembro de 2005 era de 99,9% do capital social total e votante.

Itá Energética S.A. – Itasa

A Itasa é uma sociedade de propósito específico constituída com o objetivo de implementar o projeto de construção e explorar a Usina Hidroelétrica de Itá em parceria com a Companhia, através de consórcio, mediante concessão outorgada pelo Governo Federal, por intermédio da ANEEL.

A Itasa não possui controlador específico, sendo o controle compartilhado regido por acordo de acionistas. Seu capital pertence à Tractebel Energia (48,75%), Companhia Siderúrgica Nacional – CSN (48,75%) e Companhia de Cimento Itambé (2,50%).

Para maiores informações sobre a UHE Itá, incluindo sua Energia Assegurada, vide subitem "Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação" desta seção "Atividades da Companhia".

PARQUE GERADOR

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia operava um Parque Gerador com Capacidade Instalada de 5.860 MW, composto por 6 usinas hidroelétricas e 7 usinas termelétricas, das quais 11 pertenciam integralmente à Companhia ou a suas Controladas e 2 usinas hidroelétricas eram exploradas por meio de consórcios constituídos entre a Companhia e outras empresas, sendo a Companhia responsável pela manutenção e operação dessas usinas.

A Companhia vem mantendo nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do País. Em dezembro de 2004, a Capacidade Instalada em operação da Companhia, incluindo a propriedade direta e/ou indireta das UHEs Itá, Machadinho, Cana Brava e da unidade de Co-geração Lages atingiu 5.860 MW, o que representa um acréscimo de cerca de 57,6% em relação à capacidade disponível à época da privatização, em setembro de 1998.

De acordo com as informações do ONS, o Parque Gerador da Companhia está entre os que possuem o melhor desempenho no setor elétrico brasileiro, apresentando baixos índices de indisponibilidade forçada (tempo que a usina fica fora do sistema para efetuar manutenção corretiva). Referido desempenho resulta dos investimentos da Companhia em manutenções preventivas planejadas e repotencializações de usinas.

O quadro a seguir apresenta um resumo das informações sobre o Parque Gerador da Companhia em 30 de setembro de 2005:

Unidade de Produção	Localização	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada		Energia Assegurada		Capacidade de Fornecimento da Companhia (MW)
			Total (MW)	Pertencentes à Companhia (MW)	Total (MW médios)[1]	Pertencentes à Companhia [1] (MW médios)	
Hidroelétricas							
Salto Santiago	Rio Iguaçu (PR)	4	1.420	1.420	723	723	1.420
Salto Osório	Rio Iguaçu (PR)	6	1.078	1.078	522	522	1.078
Passo Fundo	Rio Passo Fundo (RS)	2	226	226	119	119	226
Itá[2]	Rio Uruguai (SC/RS)	5	1.450	1.090	720	513	1.090
Machadinho[2]	Rio Uruguai (SC/RS)	3	1.140	383	529	136	383
Cana Brava	Rio Tocantins (GO)	3	450	450	273	273	450
Total Hidroelétricas			**5.764**	**4.647**	**2.886**	**2.286**	**4.647**
Termelétricas							
Complexo Jorge Lacerda[3]	Capivari de Baixo (SC)	7	857	857	598	598	857
Charqueadas	Charqueadas (RS)	4	72	72	45	45	72
Alegrete	Alegrete (RS)	2	66	66	41	41	66
William Arjona	Campo Grande (MS)	5	190	190	177	177	190
Lages	Lages (SC)	1	28	28	25	25	28
Compra de Energia (Itasa e Cien)							108
Total Termelétricas			**1.213**	**1.213**	**886**	**886**	**1.321**
Total Companhia			**6.977**	**5.860**	**3.772**	**3.172**	**5.968**

[1] O conceito de Energia Assegurada não se aplica às usinas termelétricas. O conceito aplicado, nesses casos, é o de energia disponível, conforme indicado na tabela acima para cada uma das usinas termelétricas do Parque Gerador. Entretanto, quando utilizado neste Prospecto, o termo Energia Assegurada também inclui a energia disponível das usinas termelétricas.

[2] Para maiores informações sobre a Capacidade Instalada e a Energia Assegurada das UHEs Itá e Machadinho vide item "Parque Gerador" da seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

[3] O Complexo Jorge Lacerda compreende três plantas com sete unidades geradoras.

Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação

Usina Hidroelétrica Passo Fundo. A UHE Passo Fundo, pertencente integralmente à Companhia, tinha, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 226 MW e Energia Assegurada de 119 MW médios, possuindo 2 Unidades Geradoras de 113 MW cada. A UHE Passo Fundo está situada ao norte do Rio Grande do Sul, no município Entre Rios do Sul. O início da operação dessa usina ocorreu no ano de 1973.

Usina Hidroelétrica Itá. A UHE Itá, pertencente ao Consórcio Itá, tinha, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 1.450 MW e Energia Assegurada de 720 MW médios, possuindo 5 Unidades Geradoras de 290 MW cada. A UHE Itá está situada no Rio Uruguai, na divisa dos municípios de Itá (no estado de Santa Catarina) e Aratiba (no estado do Rio Grande do Sul), aproveitando um desnível de 105 metros entre a foz do Rio Apuaê e a foz do Rio Uvá. O início de operação da UHE Itá ocorreu no ano 2000.

A UHE Itá é o primeiro empreendimento hidroelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai e trata-se de um investimento de cerca de US$ 1,1 bilhão. Foi construída por meio de um consórcio entre a Companhia (39,5%) e a Itasa (60,5%), sendo que a operação e a manutenção da UHE Itá são realizadas pela Companhia. A Itasa possui o seu controle dividido entre a Companhia e a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, cada uma com 48,75% do capital social, sendo que os outros 2,5% do capital social pertencem à Cimento Itambé S.A.

A Energia Assegurada total da UHE Itá era de 741 MW médios. A partir de 2003 considerou-se 720 MW médios, conforme Resolução ANEEL nº 232/99. Entretanto, no Contrato de Constituição do Consórcio entre a Companhia e a Itasa, foi considerada uma energia assegurada de 668 MW médios. Dessa forma, a Itasa tem direito a 60,5%, ou seja, 404,14 MW médios. Os outros 39,5%, ou seja, 263,86 MW médios, acrescidos de (i) 52 MW médios, que correspondem à diferença entre a Energia Assegurada total da usina (720 MW médios) e a energia assegurada no Contrato de Constituição do Consórcio (668 MW médios), e (ii) 197,02 MW médios que correspondem à participação da Companhia na Itasa (48,75%), totalizando 513 MW médios, são da Companhia.

A Itasa comercializa esses 404,14 MW médios de energia com a Companhia, CSN e Itambé, através dos Contratos de Compra e Venda de Energia, assinados em 2001 e vigentes até 2030.

Usina Hidroelétrica Machadinho. A UHE Machadinho tinha, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 1.140 MW e Energia Assegurada de 529 MW médios, possuindo 3 Unidades Geradoras de 380 MW cada. A UHE Machadinho está situada no Rio Pelotas, na divisa dos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, entre os municípios de Maximiliano de Almeida e Piratuba. O início das operações da UHE Machadinho ocorreu em 2002.

A UHE Machadinho foi construída por meio de consórcio conforme a tabela abaixo:

Consorciada	Participação (%)
Tractebel	16,94
Alcoa Alumínio S.A.	22,61
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	4,63
Companhia Brasileira de Alumínio	24,17
Cimento Rio Branco S.A.	4,93
Valesul Alumínio S.A.	7,28
Departamento Municipal de Eletricidade	2,40
CELESC	12,15
CEEE	4,86

A Energia Assegurada total da UHE Machadinho é de 529 MW Médios. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma Energia Assegurada de 473 MW médios. Desses, os parceiros tem direito a 83,06%, ou seja 392,87MW médios, que correspondem a sua parte na Energia Assegurada da UHE Machadinho. Os outros 16,94%, ou seja, 80,13 MW Médios, acrescidos de 56MW médios, que correspondem à diferença entre a Energia Assegurada total da usina (529MW médios) e a Energia Assegurada no contrato de constituição do consórcio (473 MW médios), totalizando 136,13MW médios, são da Companhia.

A potência disponível da UHE Machadinho é de 1.140 MW. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma potência disponível de 912 MW. Desses, os parceiros tem direito a 83,06%, ou seja, 757,5072 MW, que correspondem à sua parte na potência disponível da UHE Machadinho. Os outros 16,94%, ou seja, 154,4928 MW, acrescidos de 228 MW, que correspondem à diferença entre a potência total da usina (1.140 MW) e a potência estabelecida no Contrato de Constituição do Consórcio (912 MW), totalizando 382,4928 MW, são da Companhia.

Usina Hidroelétrica Salto Osório. A UHE Salto Osório pertence integralmente à Companhia e tinha, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 1.078 MW e Energia Assegurada de 522 MW médios, possuindo 4 Unidades Geradoras. A UHE Salto Osório está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, no município de Quedas do Iguaçu. O início das atividades da UHE Salto Osório ocorreu em 1975.

Usina Hidroelétrica Salto Santiago. A UHE Salto Santiago, a qual pertence integralmente à Companhia, tinha, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 1.420 MW e Energia Assegurada de 723 MW médios, possuindo 4 Unidades Geradoras de 355 MW cada. A UHE Salto Santiago está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, no município de Saudade do Iguaçu. O início das atividades da UHE Salto Santiago ocorreu em 1980. A UHE Salto Santiago conta com a possibilidade de instalação de 2 novas Unidades Geradoras.

Usina Hidroelétrica Cana Brava. A UHE Cana Brava, em 30 de setembro de 2005, tem Capacidade Instalada de 450 MW e Energia Assegurada de 273,5 MW médios, possuindo 3 Unidades Geradoras de 150 MW cada. A UHE Cana Brava está localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás, entre os municípios de Minaçu, Cavalcante e Colinas do Sul. A operação da usina teve início em 2002. Inicialmente a UHE Cana Brava obteve um financiamento do Banco Interamericano de Desenvolvimento, o qual foi integralmente quitado em Maio de 2005. O Banco Interamericano de Desenvolvimento informou a Companhia que, apesar do financiamento estar quitado, está conduzindo uma auditoria em relação aos procedimentos de seus próprios representantes no que tange a aspectos sócio-ambientais, em especial no que tange ao re-assentamento das populações ribeirinhas ao reservatório da UHE Cana Brava.

A UHE Cana Brava tem sua concessão sob a responsabilidade da CEM, controlada integralmente pela Companhia. A Companhia é a compradora da totalidade da energia elétrica de Cana Brava, nos termos do Segundo Aditamento ao Contrato-Base de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado em 2 de agosto de 2002 entre a Companhia e a CEM.

Geração Termelétrica – Usinas em Operação

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda possui o maior potencial termelétrico a carvão da América Latina. Localiza-se no município de Capivari de Baixo, Santa Catarina, e possuía, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 857 MW. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda é constituído por 3 usinas termelétricas (UTE Jorge Lacerda A, UTE Jorge Lacerda B e UTE Jorge Lacerda C) e sete Unidades Geradoras, tendo sido construído com o objetivo básico de aproveitar o carvão mineral catarinense.

As operações da usina termelétrica Jorge Lacerda A tiveram início em 1965. As operações das usinas termelétricas Jorge Lacerda B e C tiveram início em 1980 e 1996, respectivamente. A produção das UTEs Jorge Lacerda A, B e C é destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina.

Usina Termelétrica William Arjona. A UTE William Arjona, integralmente pertencente à Companhia, localiza-se no município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, e possuía, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 190 MW. A UTE Willian Arjona é constituída por 5 conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel. A UTE William Arjona é a primeira usina do Brasil a utilizar o gás do Gasoduto Brasil-Bolívia como combustível na geração de energia elétrica.

As operações da UTE William Arjona tiveram início em 1999. A produção das UTE William Arjona permite garantir o atendimento ao crescimento da demanda de energia nos horários de pico, evitando cortes no fornecimento aos consumidores no Estado do Mato Grosso do Sul.

Usina Termelétrica Alegrete. A UTE Alegrete fica situada à margem direita do rio Ibirapuitã, na cidade de Alegrete, no Rio Grande do Sul. A UTE Alegrete é movida a óleo combustível, sendo constituída por 2 Unidades Geradoras com Capacidade Instalada combinada, em 30 de setembro de 2005, de 66 MW. O início das operações da UTE Alegrete ocorreu em 1968.

Usina Termelétrica Charqueadas. A UTE Charqueadas está localizada no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul, próximo a Porto Alegre, um importante centro consumidor de energia elétrica. A UTE Charqueadas é movida a carvão mineral, sendo constituída por 4 Unidades Geradoras com a Capacidade Instalada total de 72 MW. As operações da UTE Charqueadas tiveram início em 1962.

Unidade de Co-geração Lages. Construída pela controlada da Companhia, Lages Bioenergética, a Unidade de Co-geração Lages é usina de co-geração movida à Biomassa. A Unidade de Co-geração Lages apresentava, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 28 MW e capacidade de fornecimento de 25 t/h de vapor.

Por utilizar os resíduos de madeireiras (energia renovável) da região como combustível, o sistema de operação da Unidade de Co-geração Lages foi considerado elegível pelo Banco Mundial como um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, desenvolvido no âmbito do Protocolo de Kyoto. Para maiores informações a esse respeito, veja nesta seção o item "Gerenciamento Ambiental – Projeto de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages"

O vapor produzido pela Unidade de Co-geração Lages é fornecido para indústrias madeireiras instaladas nas redondezas. No que se refere à energia elétrica produzida, parte é vendida para a CELESC e a parte restante é negociada com Consumidores Livres.

MERCADO DE ATUAÇÃO

A Companhia opera um Parque Gerador composto por 6 usinas hidroelétricas e 7 usinas termelétricas, instaladas nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás, apresentando, em 30 de setembro de 2005, Capacidade Instalada de 5.860 MW, dos quais 79,3% correspondem à geração hidráulica e 20,7%, à geração térmica. Para maiores informações sobre a geração hidráulica e a geração térmica, vide item "Parque Gerador" desta seção "Atividades da Companhia".

A produção total de energia elétrica da Companhia em 2004 foi de 30.721 GWh, superando em 13% o volume produzido no ano anterior. Nas usinas hidroelétricas, a produção total de energia foi 11% maior que a produção verificada em 2003. Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente para abastecimento da região leste de Santa Catarina, que atendem ao consumo de carvão determinado pela ANEEL e exportação de energia para Argentina, a produção de energia em 2004 foi 23% superior àquela verificada em 2003.

Já no período encerrado em 30 de setembro de 2005, a produção total de energia elétrica da Companhia foi de 21.583 GWh, cerca de 1,67% inferior ao volume produzido no mesmo período do ano anterior. Tal decréscimo foi verificado, principalmente, em virtude dos baixos níveis de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas da região sul do País. Nas usinas hidroelétricas, a produção total de energia ao final do período de 30 de setembro de 2005 foi de 17.597 GWh, ou seja, 1,6% inferior que à produção verificada no mesmo período de 2004. Nas usinas termelétricas, a produção de energia no período encerrado em 30 de setembro de 2005 foi de 3.987 GWh, 2,0% inferior àquela verificada no mesmo período em 2004.

A Companhia atua predominantemente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Em 2004, o consumo total desse mercado foi de cerca de 34.485 MW médios, correspondendo a aproximadamente 79% do consumo total do País que atingiu 43.729 MW médios. O consumo deste mercado no mês de setembro foi de 35.633 MW médios, ou seja, 79% do consumo do SIN no mesmo período, atingindo 45.118 MW médios. A produção da Companhia, em 2004, representou cerca de 8% de toda energia requerida pelo SIN e 48,5% do consumo dos Estados da Região Sul. Já a produção até 30 de setembro de 2005 foi de 3.293,6 MW médios, representando 7,3% do consumo do SIN e 45,6% do consumo dos Estados da Região Sul, ambos em setembro de 2005.

POLÍTICA COMERCIAL

A estratégia comercial da Companhia está baseada em dois pontos fundamentais, quais sejam a administração do risco comercial e ampliação e diversificação da base de clientes. A Companhia possui um Comitê de Energia que, em conjunto com o Diretor Presidente, realiza a gestão do processo de formação de preço, dos limites e aprovações para comercialização da energia gerada pela Companhia, além do monitoramento das reservas de energia.

Além disso, faz parte da estratégia comercial da Companhia: (i) venda de sua energia gerada disponível, (ii) manutenção de uma Reserva Crítica de energia (iii) determinação de um preço mínimo para sua energia, dependendo de seu nível de contratação e do *mix* de preços de mercado por tipo de energia, (iv) direcionar as vendas da energia disponível para os sub-mercados do Sul e Sudeste do País, (v) aumentar a venda para Consumidores Livres, e (vi) atingir um volume de vendas destinado a Consumidores Livres de 1.200 MW médios até 2010.

A Reserva Crítica é o volume de Garantia Física da Companhia que é mantido sem contrato, para fazer face à eventual exposição à CCEE (mercado spot). Tal montante é contratado se tal exposição não se confirmar. O valor da Reserva Crítica para cada ano do horizonte de estudo é obtido, no longo prazo, por um processo de simulação, utilizando o modelo NEWAVE. Dentro da faixa de Reserva Máxima (reserva que garante que a Empresa não fique exposta ao mercado de curto prazo, na ocorrência do pior cenário hidrológico verificado no passado), aumenta-se gradativamente o nível de contratação, a partir de zero, até que a receita negativa obtida seja equivalente a 25% do EBITDA consolidado projetado para o ano em análise. A reserva complementar a esse nível de contratação é definida como Reserva Crítica.

O processo de comercialização está divido em três fases: pré-vendas, vendas e pós-vendas. Na primeira fase, pré-vendas, a Companhia estabelece o preço da energia, bem como estabelece sua reserva crítica e balanço energético. Logo após é iniciado o processo de vendas propriamente dito com (i) a elaboração de propostas comerciais a Consumidores Livres, (ii) participação em leilões no Ambiente de Contratação Livre e no Ambiente de Contratação Regulada destinados aos Consumidores Livres e Distribuidoras, respectivamente, (iii) prospecção de vendas em curto prazo, (iv) análise de crédito, e (v) negociação e celebração de contratos. Após a consumação da venda, a Companhia coloca em prática sua política de pós-vendas que visa a continuidade de um atendimento de qualidade ao cliente.

Para tanto, a área comercial da Companhia possui dois escritórios (localizados em Florianópolis e São Paulo), nos quais estão alocadas 19 pessoas, sendo 14 para a equipe comercial e 5 para a equipe de marketing. A Companhia acredita que a atuação de sua área comercial é pioneira em relação à sua concorrência direta.

CLIENTES E VENDA DE ENERGIA

Perfil de Clientes

A carteira de clientes da Companhia é composta por Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres. A tabela abaixo representa a evolução da carteira de clientes da Companhia e o respectivo percentual do volume de energia contratado entre os anos de 2004, 2003 e 2002 e para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2005 e 2004:

Tipo de Cliente	Em 30 de setembro de		Em 31 de dezembro de				
			Realizado			Contratado	
	2004	2005	2002	2003	2004	2005	2006
Distribuidoras (Contratos Iniciais)	42%	21%	97%	76%	42%	20%	-
Distribuidoras (Contratos Bilaterais)	25%	32%	1%	11%	24%	32%	47%
Comercializadoras	14%	23%	-	3%	16%	24%	25%
Consumidores Livres	14%	21%	2%	10%	15%	22%	28%
Exportação	5%	3%	-	-	3%	2%	-

Dentre os Consumidores Livres atendidos pela Companhia, destacam-se indústrias que atuam nos setores de papel e celulose, fertilizantes, gases industriais, petroquímico, automobilístico e alimentício. A tabela abaixo apresenta a distribuição dos Consumidores Livres atendidos pela Companhia por setor econômico, em 30 de setembro de 2005:

Setor	Participação nos Contratos da Companhia com Consumidores Livres (%)
Papel e Celulose	30,7%
Petroquímico	17,9%
Gases Industriais	13,8%
Cimento	11,1%
Fertilizantes	9,2%
Automóveis	8,4%
Mineração	3,2%
Metal/Mecânica	3,2%
Alimentos	1,5%
Outros	1,0%

Dentre os Consumidores Livres atendidos pela Companhia em 30 de setembro de 2005, destacam-se: Fosfértil/Ultrafértil, *International Paper Group*, *Norske Skog Pisa*, Braskem e White Martins. A Companhia entende que não é dependente de nenhum Consumidor Industrial específico para a manutenção de suas atividades e receitas operacionais.

Volume de Energia Vendida (Perfil de Contratação)

Os Contratos Iniciais constituem contratos de fornecimento de energia elétrica com tarifas e quantidades aprovadas pela ANEEL, celebrados entre as Geradoras (inclusive a Companhia) e Distribuidoras atuantes no setor, quando da privatização do setor elétrico, nos termos da Lei do Setor Elétrico. A principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar que as Distribuidoras tivessem acesso a fornecimento estável de energia elétrica com tarifas que garantissem uma taxa de retorno fixa às Geradoras durante o período de transição, pós-privatização do setor elétrico, objetivando o estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo.

Tendo sido caracterizados pela transitoriedade, os montantes de energia elétrica contratados por meio dos Contratos Iniciais vêm sendo reduzidos em 25% a cada ano desde 2003, sendo que, nos termos da Lei do Setor Elétrico, cada Contrato Inicial somente poderá permanecer em vigor até 31 de dezembro de 2005. Em 2002, 2003 e 2004, a energia comercializada pela Companhia por meio de Contratos Iniciais foi correspondente a 24.772 GWh, 18.561 GWh e a 12.433 GWh, respectivamente, representando cerca de 97%, 76% e 44%, respectivamente, da energia elétrica total comercializada pela Companhia nos referidos períodos. Por meio de Contratos Iniciais, a Companhia fornece energia elétrica para as concessionárias: AES Sul, CEEE, CELESC, Enersul, Furnas e RGE. Ao final do período de 30 de setembro de 2005, a energia comercializada pela Companhia por meio de Contratos Iniciais foi correspondente a 4.633 GWh, que representou cerca de 20,7% da energia elétrica total comercializada pela Companhia no referido período.

Mesmo com a redução de 25% dos Contratos Iniciais, o volume de energia vendido pela Companhia em 2004 foi de 29.440 GWh, representando um aumento de 21,0% em relação aos 24.327 GWh vendidos em 2003. A expansão é resultante da contratação de energia livre diretamente com outros agentes do setor elétrico, como Distribuidoras, Comercializadoras e, principalmente, Consumidores Livres. No período encerrado em 30 de setembro de 2005, o volume de energia vendido pela Companhia em foi de 22.354 GWh, representando um aumento de 1,3% em relação aos 22.072 GWh vendidos no mesmo período de 2004.

O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras, por meio de contratos bilaterais, evoluiu de 198 GWh em 2002 para 2.642 GWh em 2003 e depois para 6.951 GWh em 2004. Em 2002, a Companhia não tinha contratos de fornecimento com Comercializadoras, já em 2003, o volume contratado com esses participantes foi de 807 GWh, passando a 4.558 GWh em 2004, o que representou cerca de 15,5% da energia elétrica total comercializada pela Companhia no referido período. Por meio da celebração de Contratos Bilaterais, a Companhia fornece energia para as concessionárias: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, Light e CELESC. O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 5.410 GWh ao final do terceiro trimestre de 2004 para 7.061 GWh ao final do período encerrado em 30 de setembro de 2005.

A tabela abaixo ilustra a disponibilidade de energia e o volume contratado pela Companhia, de 2005 a 2011:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
				(em MW médios)			
Recursos Próprios [1]	3.284	3.170	3.170	3.279	3.279	3.279	3.279
Compras de Terceiros	149	390	200	200	200	200	-
Disponibilidade Total	**3.433**	**3.560**	**3.370**	**3.479**	**3.479**	**3.479**	**3.279**
Contratos de Venda	**3.410**	**3.474**	**3.213**	**3.208**	**2.863**	**2.724**	**1.783**
Saldo de Energia Disponível	23	86	157	271	616	755	1.496
Preço Médio [2] (R$/MWh)	85	90	96	-	-	-	-

[1] Inclui a redução de 100 MWm prevista na Portaria MME no. 303 e, com relação ao contrato com a CIEN, considera 72 MWm em 2006 e 2007; e 281 MWm a partir de 2008

[2] Relativo à energia efetivamente contratada.

Receita de Vendas

A tabela abaixo mostra a evolução da receita de vendas por tipo de cliente da Companhia para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004 e para os períodos encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005.

	Períodos Encerrados em 30 de setembro de				Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de					
	2004		2005		2002		2003		2004	
Tipo de Cliente	**(R$milhões)**	**(%)**	**(R$milhões)**	**(%)**	**(R$milhões)**	**(%)**	**(R$milhões)**	**(%)**	**(R$milhões)**	**(%)**
Distribuidoras (Contratos Iniciais)	619,2	34,9	340,9	17,7	1.164,5	96,2	1.087,8	63,4	839,8	35,6
Distribuidoras (Contratos Bilaterais)	520,9	29,3	801,4	41,7	8,0	0,7	220,9	12,9	693,4	29,4
Comercializadoras	221,8	12,5	311,9	16,2	28,8	2,4	105,3	6,1	312,4	13,3
Consumidores Livres	276,4	15,6	343,6	17,9	47,6	3,9	237,6	13,9	372,8	15,8
CCEE (ex MAE)	7,8	0,4	35,8	1,9	-39,0[1]	-3,2	62,9	3,7	10,1	0,4
Exportação	129,4	7,3	88,2	4,6	-	-	-	-	130,3	5,5

[1] O valor incluí a recontabilização efetuada pelo MAE de R$98,5 milhões.

Em dezembro de 2004 e abril de 2005, a Companhia firmou CCEARs com Distribuidoras em decorrência dos leilões de energia promovidos pela CCEE. O volume total de energia elétrica vendido pela Companhia foi de 160 MW. Para maiores informações sobre os CCEARs, vide subitem, "O Leilão de 2004" na seção "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro".

A participação dos Consumidores Livres na receita bruta da Companhia foi de 3,3% em 2002, 12,2% em 2003 e atingiu cerca de 14,0% em 2004, quando foram vendidos cerca de 4.448 GWh a clientes desse segmento. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia atendia mais de 100 Consumidores Livres nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Bahia, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Distrito Federal. Neste período, o volume de energia vendido para os Consumidores Livres foi de 4.728 MW.

Política de Fidelização de Clientes

A Companhia pretende para os próximos anos aumentar a participação no segmento industrial em sua carteira de contratos. Para tanto, a Companhia adota uma política de fidelização que possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor, mediante a elaboração e celebração de contratos adaptados à necessidade de cada cliente. Adicionalmente, um dos serviços prestados no âmbito dessa política é a auditoria energética para clientes selecionados, cujo objetivo é garantir eficiência na utilização da energia elétrica por tais consumidores.

Além disso em 2004, a Companhia deu início a várias ações no âmbito do seu "Programa de Relacionamento com Clientes", com o objetivo de conhecer melhor seus clientes e suas necessidades. Ao longo do ano, foram realizadas entrevistas com Consumidores Livres, que serviram de base para a elaboração dos planos de ação da Companhia, possibilitando melhoria significativa no processo de atendimento aos seus clientes.

CONCORRÊNCIA

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela atuação das companhias estatais, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica, segmento de atuação da Companhia. Em 31 de dezembro de 2004, a capacidade total de geração de energia instalada no SIN era de 82,1 GW, segundo o ONS, dos quais 34% correspondem à participação da Eletrobrás e 20% à participação da iniciativa privada (na qual a Companhia está inserida).

Em 31 de dezembro de 2004, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 5.860 MW, o que correspondeu, segundo dados da ANEEL de 2004, a uma participação de 7,5% no mercado brasileiro de energia elétrica, sendo líder entre as empresas privadas do setor de geração de energia no Brasil.

POLÍTICA DE CRÉDITO, INADIMPLÊNCIA E COBRANÇA

No tocante à inadimplência, a Companhia adota um conjunto de ações e políticas que visam prevení-la da inadimplência de seus clientes. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía R$3,5 milhões em pagamentos vencidos que estavam em processo de negociação com clientes.

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía créditos vencidos no valor de R$14,0 milhões, provenientes da liquidação de operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do CCEE, realizada em 30 de dezembro de 2004. Tais créditos são objeto de negociações bilaterais entre a Companhia e os agentes inadimplentes, entretanto, em razão da incerteza de recebimento, em 30 de setembro de 2005 o valor correspondente aos créditos era objeto de provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia também havia constituído provisão no valor de R$110,5 milhões em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do CCEE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, os quais eram objeto de ações judiciais ingressadas pelos respectivos agentes devedores.

CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES

Concessões

Os contratos de concessão dispõem que cada Concessão poderá ser extinta, antes do término de seu prazo inicial, em caso de encampação pelo Poder Concedente ou em razão do inadimplemento de uma das partes. A encampação somente pode ocorrer para atender o interesse público e depende de lei específica que a autorize. Ademais, antes da encampação o Poder Concedente deverá pagar indenização à Companhia correspondente aos investimentos não amortizados ou depreciados.

No caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas no Contrato de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, o Poder Concedente poderá extinguir a Concessão, declarando sua caducidade. Entretanto, tal declaração deve ser precedida de um procedimento no qual seja assegurado à Companhia o direito de ampla defesa e, assim como no caso da encampação, requerer o pagamento de indenização ao Governo Federal (deduzidas eventuais penalidades). No caso de expropriação, extinta a concessão pelo Governo Federal, a Companhia fará jus a uma indenização (deduzidas eventuais penalidades). A Companhia também pode requerer a extinção das Concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

Além de outras obrigações de natureza jurídica e constantes do próprio Contrato de Concessão, e daquelas decorrentes de regras específicas de fiscalização, a Companhia deve:

- observar a legislação ambiental e a de recursos hídricos, satisfazer às exigências estipuladas nas licenças já obtidas, obter licenças suplementares conforme exigido por lei, e se responsabilizar pelas conseqüências de qualquer inobservância de tais leis, regulamentos e licenças;
- gerenciar os reservatórios das usinas de energia e as respectivas áreas de proteção;
- manter a reserva de água ou energia conforme exigido pelos serviços públicos, e respeitar os limites máximo e mínimo exigidos para a vazão a jusante ("*downstream*") a partir das usinas de energia;
- manter e conduzir programas regulares de inspeção e monitoramento, além de ações de emergência e avaliações de segurança das estruturas das usinas de energia, instalar instrumentos de controle de barragens onde for apropriado, e assegurar que as análises e interpretações dos dados coletados sejam atualizados e estejam disponíveis para a fiscalização da ANEEL;
- relatar à ANEEL qualquer transferência de ações que possa resultar em mudança do controle da Companhia, bem como qualquer reorganização societária proposta;
- não transferir, em qualquer circunstância, qualquer dos ativos relacionados à Concessão, exceto mediante o consentimento expresso da ANEEL;
- responsabilizar-se pela operação e manutenção adequadas das comportas ligadas às usinas de energia, de forma a assegurar a navegabilidade e respeitar determinados níveis mínimos de fluxo;
- controlar o estado de todos os bancos e ilhas nos reservatórios, e assegurar os diversos usos de tais bancos, ilhas e reservatórios através da concessão de licenças a terceiros, devendo a concessão de tais licenças ser informada à ANEEL e quaisquer ganhos provenientes de tais licenças serem reinvestidos na conservação dos reservatórios ou conforme instruções da ANEEL;
- informar à ANEEL a existência de contratos entre a Companhia e qualquer entidade pertencente ao mesmo grupo de controle da Companhia;

- cumprir com todas os regulamentos de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, e pagar quaisquer tributos relacionados, incluindo taxas pelo uso de água, e taxas devidas nos termos do Contrato de Concessão; e
- investir 1,0% de sua receita operacional anual em pesquisa e desenvolvimento da indústria de energia, em conformidade com um plano que deve ser submetido à ANEEL. Caso a Companhia não consiga atingir as metas do plano, estará sujeita a uma multa, que não excederá o montante de investimentos previstos.

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía as seguintes concessões de uso de bem público para geração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Data do Ato	Vencimento
Concessões			
UHE Salto Santiago	Tractebel Energia	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	28.09.1998	28.09.2028
UHE Ita	Tractebel Energia/Itasa	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Tractebel Energia/Outros	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	27.08.1998	27.08.2033

Contrato de Concessão da UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago

Em 28 de setembro de 1998, a Gerasul (antiga denominação da Tractebel Energia) celebrou com a União, por meio da ANEEL, o Contrato de Concessão n.º 192/98, com a finalidade de regular as concessões de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica, na condição de produtor independente, por meio da UHE Passo Fundo (RS), UHE Salto Osório (PR) e UHE Salto Santiago (PR). O contrato prevê a concessão pelo prazo de 30 anos, prorrogáveis a critério da ANEEL mediante requerimento da Tractebel Energia.

Os valores devidos pela Companhia à União pela outorga das concessões de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio das UHEs Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago foram integralmente pagos em 15 de outubro de 2003. Para maiores informações sobre as UHEs Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago, vide item "Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão UHE Itá

Em 28 de dezembro de 1995, a União, por meio do DNAEE (sucedido pela ANEEL), e as sociedades integrantes do Consórcio Itá, quais sejam, a Tractebel Energia e a Itasa, celebraram o Contrato de Concessão n.º 003/95 para Geração de Energia Elétrica, aditado em 31 de julho de 2000 por meio do Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão n.º 003/95 para Geração de Energia Elétrica ("Contrato de Concessão n.º 003/95"), por meio do qual foi regulado o aproveitamento, pelas sociedades consorciadas, do potencial hidráulico da UHE Itá para produção de energia elétrica, a ser comercializada e utilizada pelas sociedades consorciadas de acordo com o regime de produção independente, na proporção prevista no contrato de constituição do Consórcio Itá.

O Contrato de Concessão n.º 003/95 tem vigência até 16 de outubro de 2030, podendo ser prorrogado a critério da ANEEL mediante solicitação dos membros do Consórcio Itá em até 36 meses antes do término da vigência. Em 30 de setembro de 2005, o valor devido pela Companhia à União pela outorga da concessão de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio da UHE Itá já havia sido integralmente quitado. Para maiores informações sobre o Consórcio Itá, vide subitem "Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação – Usina Hidroelétrica Itá" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão UHE Machadinho

Em 15 de julho de 1997, a União, por meio da ANEEL, celebrou com as sociedades integrantes do Consórcio Machadinho, o Contrato de Concessão n.º 009/97, tendo por objeto o uso compartilhado da concessão e as condições para o aproveitamento do potencial hidráulico da UHE Machadinho para fins de produção de energia elétrica. O prazo da concessão é de 35 anos, prorrogáveis mediante requerimento das sociedades consorciadas e aprovação pela ANEEL.

A energia elétrica gerada na UHE Machadinho é compartilhada entre as sociedades consorciadas, cabendo à Companhia a quota de 16,94%, equivalente a aproximadamente 80,12 MW médios. Apesar disso, as sociedades consorciadas podem, mediante prévia e expressa autorização do Poder Concedente, realizar cessões entre si das respectivas participações na potência e energia gerada.

Nos termos do Contrato de Concessão n.º 009/97, a Companhia tem prioridade na aquisição do excedente de Energia Assegurada ofertada pelas demais sociedades consorciadas e pode comercializar, a seu livre critério, sua participação nas disponibilidades de energia e potência definidas pela ANEEL. Para maiores informações sobre o Consórcio Machadinho, vide item "Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação – Usina Hidroelétrica Machadinho" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão UHE Cana Brava

Em 7 de agosto de 1998, a CEM, sociedade controlada pela Companhia, firmou com a União, por meio da ANEEL, o Contrato de Concessão n.º 185/98, tendo por objetivo regular o aproveitamento para fins de produção de energia elétrica, pela CEM, do potencial hidráulico da UHE Cana Brava e do sistema de transmissão associado. O prazo da concessão é de 35 anos, prorrogáveis mediante requerimento da CEM e aprovação da ANEEL.

Os valores devidos pela CEM à União pela outorga da concessão de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio da UHE Cana Brava são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do IGP-M. O saldo desta obrigação, em 30 de setembro de 2005, correspondia a R$174,9 milhões, sendo que R$1,5 milhões foram registrados no passivo circulante e R$173,4 milhões no exigível a longo prazo da Companhia.

Para maiores informações sobre a UHE Cana Brava, vide item "Geração Hidroelétrica – Usinas em Operação – Usina Hidroelétrica Cana Brava" nesta seção "Atividades da Companhia".

Prorrogação das Concessões das Usinas

A prorrogação dessas concessões acima mencionadas ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

Autorizações

De acordo com a regulamentação vigente do setor elétrico, para o regular funcionamento das usinas termelétricas, são necessárias autorizações concedidas pela ANEEL. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia detinha as seguintes autorizações para funcionamento de suas usinas termelétricas:

Autorizações	Detentora da Concessão ou Autorização	Data do Ato	Vencimento
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	02.06.2000	28.04.2029
Unidade de Co-geração Lages	Lages Bioenergética	30.10.2002	30.10.2032

OUTRAS ATIVIDADES DA COMPANHIA (PRODUTOS E SERVIÇOS)

Além de vender energia elétrica a Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres, a Companhia presta serviços de monitoramento da qualidade da energia produzida, operação e manutenção de equipamentos de produção de energia, co-geração, geração de vapor, mudança da classe de tensão de equipamentos de conexão à rede e comercialização de sobras de energia. Em 30 de setembro de 2005, tais atividades representavam 0,5% da receita bruta da Companhia e 1,0% de seu EBITDA.

FORNECEDORES

A tabela abaixo apresenta os valores a pagar da Companhia com fornecedores nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004, e nos períodos encerrados em 30 de setembro de 2004 e 2005:

	30 de setembro		31 de dezembro		
	2004	2005	2002	2003	2004
			(R$milhões)		
Materiais e serviços	47,8	54,2	55,4	34,4	52,9
Energia Elétrica	34,4	16,8	93,8	22,3	26,9
Combustíveis fósseis (carvão e gás natural)	53,5	39,0	32,8	31,8	37,5
Total	**135,7**	**110,0**	**182,0**	**88,5**	**117,3**

Energia Elétrica Comprada

Parte da energia elétrica comercializada pela Tractebel Energia é adquirida, principalmente, das controladas Itasa e CEM, e, em menor quantidade da CIEN, com participações, em 30 de setembro de 2005, de aproximadamente 29,4%, 56,3% e 10,4%, respectivamente, no total de compras da Tractebel Energia.

Combustíveis Fósseis

Em 30 de setembro de 2005, os combustíveis utilizados pela Companhia para a produção de energia elétrica eram carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel (combustíveis utilizados na geração de energia elétrica nas usinas termelétricas). Os principais fornecedores do carvão mineral utilizado na geração de energia elétrica nas usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na UTE Charqueadas é o Consórcio Catarinense do Carvão Energético, cuja participação no total de compras de combustíveis da Companhia, em 30 de setembro de 2005, correspondia a 82,1%.

Além do carvão mineral, as usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e a UTE Charqueadas utilizam óleo combustível e óleo diesel como combustível para movimentar, direta ou indiretamente, os respectivos geradores, sendo que os principais fornecedores de óleo combustível e óleo diesel da Companhia são a Petrobrás Distribuidora S.A. e a Agricopel Comércio de Derivados de Petróleo Ltda. Em 30 de setembro de 2005, as despesas incorridas pela Companhia na aquisição de óleo combustível e óleo diesel utilizados nas usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na UTE Charqueadas representavam cerca de 1,2% do total de compras de combustíveis da Companhia.

O gás natural utilizado como combustível na UTE William Arjona, tem como principal fornecedor a MSGás, sendo que as aquisições de gás natural pela Companhia correspondiam, em 30 de setembro de 2005, a cerca de 16,7% do seu total de compras de combustíveis.

Construção de Usinas Hidroelétricas e Termelétricas

A Companhia adota como prática a celebração de contratos com terceiros para prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção de usinas hidroelétricas e termelétricas e linhas de transmissão ("Contratos EPCs"). Tais contratos são celebrados em regime de empreitada integral por preço global e, de maneira geral, abrangem: (i) desenvolvimento do projeto executivo, em conformidade os requisitos e a legislação ambiental; (ii) fornecimento dos equipamentos para a operação da usina ou linha de transmissão; (iii) conclusão das obras civis principais e secundárias; (iv) conclusão da construção e montagem de equipamentos; (v) transporte de todos os materiais e equipamentos; (vi) garantia de qualidade; (vii) comissionamento, incluindo o teste de confiabilidade contínua de 30 dias; (viii) a colocação em operação comercial; (ix) fornecimento de manuais de operação e manutenção; (x) o fornecimento da lista de peças de reposição, e (xi) prestação de serviços para treinamento de pessoal e para correção de eventuais defeitos, dentre outros.

Os prazos para conclusão da obra, preço a ser pago pela Companhia, forma de pagamento, garantias, penalidades por atrasos na conclusão das obras e outros, são negociados entre a Companhia e a empresa contratada à época da celebração de cada Contrato EPC.

No tocante a projetos hidroelétricos de grande porte que são desenvolvidos pelo seu acionista controlador (UHEs Estreito e São Salvador, por exemplo), os Contratos EPCs são negociados e celebrados pelo acionista controlador da Companhia quando este ainda é o titular do projeto e de sua respectiva concessão. Desta forma, a Companhia quando recebe a transferência da participação de seu acionista controlador no projeto, o Contrato EPC já está em vigor.

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia não possuía quaisquer obras sendo realizadas sob Contratos EPCs, uma vez que as últimas construções de usinas do Parque Gerador da Companhia foram concluídas nos anos de 2002 (5ª Unidade Geradora da UTE William Arjona) e 2003 (Unidade de Co-geração Lages).

SAZONALIDADE

Eventual sazonalidade no mercado de atuação da Companhia não impacta os seus resultados de maneira relevante, em virtude do sistema de venda de energia com quantidades de Energia Assegurada fixadas pela ANEEL e a forma de contratação da energia pela Companhia.

PATENTES, MARCAS E LICENÇAS

A Companhia não possui patentes registradas em seu nome no INPI. Em 30 de setembro de 2005, a Suez-Tractebel S.A., controladora indireta da Companhia, era titular da marca "Tractebel", devidamente registrada junto ao INPI.

PROPRIEDADES, PLANTAS E EQUIPAMENTOS

O principal ativo da Companhia é o seu Parque Gerador, composto por 13 usinas, sendo 7 termelétricas e 6 hidroelétricas, instaladas nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás. Em 30 de setembro de 2005, o valor contábil consolidado, líquido de depreciação, do Parque Gerador era de R$4.389,5 milhões. Para maiores informações, vide item "Parque Gerador" nesta seção "Atividades da Companhia".

Alguns dos imóveis e instalações essenciais utilizados pela Companhia para cumprir com suas obrigações nos termos do Contrato de Concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer de seus credores ou por eles penhorados sem a prévia aprovação da ANEEL. Ainda de acordo com a lei, os bens utilizados para a prestação de serviços de geração de energia elétrica são considerados reversíveis, ou seja, ao término da concessão (por qualquer motivo) os mesmos retornam ao Poder Concedente.

GERENCIAMENTO AMBIENTAL

A Companhia possui políticas e planos de gestão para o gerenciamento ambiental de suas usinas hidroelétricas e termelétricas e patrocina pesquisas para minimizar os impactos das suas atividades, controlar a emissão e disposição de resíduos, preservar os recursos naturais, recuperar áreas ou ecossistemas degradados e proporcionar benefícios às populações que vivem nas áreas de influência das suas usinas. A educação ambiental é uma aliada permanente dos projetos da Companhia, que também participa dos comitês de bacias hidrográficas formados nas suas áreas de atuação.

Nas suas usinas termelétricas, a Companhia adota um grande conjunto de atividades de monitoramento da qualidade do ar e das águas, bem como procedimentos técnicos de controle de emissões, como o sistema de retenção de partículas suspensas, por meio de precipitadores eletrostáticos, controle de enxofre no combustível para evitar a formação de dióxido de enxofre, o reaproveitamento de resíduos (100% das cinzas leves resultantes da combustão do carvão nas usinas termelétricas da Companhia é utilizado na produção de cimento) e o depósito de cinzas pesadas em aterros, em áreas de mineração, ou de depósitos de rejeitos do beneficiamento de carvão para auxiliar na recuperação ambiental dessas áreas.

No caso da produção de energia hidroelétrica, a Companhia possui vários programas ambientais, os quais incluem, dentre outras iniciativas, o monitoramento da qualidade das águas superficiais e sub-superficiais, ictiofauna (monitoramento e pesquisa), controle de macrófitas, taludes marginais, climatologia, recuperação e formação da faixa ciliar e a vigilância ambiental e patrimonial do entorno dos reservatórios artificiais.

Licenciamento Ambiental

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia estava regularizada em relação ao licenciamento ambiental exigido pelos órgãos regulamentares estaduais e federais competentes para fiscalizar as atividades desempenhadas no âmbito do seu Parque Gerador, sejam aquelas relacionadas à geração hidroelétrica quanto à geração termelétrica.

Sistemas de Gestão de Qualidade e Meio Ambiente

Em novembro de 2004, as UHEs Itá, Salto Osório, Salto Santiago e Passo Fundo, assim como o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda obtiveram a certificação NBR-ISSO 9001 (de qualidade) e 14001 (meio ambiente), certificados pelo *Bureau Veritas Quality International* – BVQI. As demais usinas (UHEs Machadinho e Cana Brava, UTEs Charqueadas, Alegrete, William Arjona e Co-geração Lages) estão em processo de implantação, visando a certificação no segundo semestre de 2006.

Acidentes Ambientais

Não foram registrados acidentes ambientais na Companhia nos últimos 5 anos.

Usinas Hidroelétricas

Nas UHEs, a Companhia concentra suas preocupações no uso e preservação dos reservatórios. A qualidade da água do reservatório e a preservação da área em volta do lago são asseguradas por meio de constantes avaliações, com o monitoramento ambiental e patrimonial feitos por profissionais devidamente treinados e por meio de convênio com órgãos de fiscalização, como a Polícia Ambiental.

Em 30 de setembro de 2005, todas as usinas hidroelétricas do Parque Gerador da Companhia possuíam programas ambientais relacionados à qualidade das águas/limnologia, ictiofauna, climatologia, vigilância ambiental e patrimonial, planos de uso das águas, ilhas e entorno dos reservatórios, dentre outros, além de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Usinas Termelétricas

Em relação à produção termelétrica, a Companhia concentra suas atenções na qualidade do ar e das águas, e no uso das cinzas que resultam da queima do carvão, adotando mais dez itens de monitoramento constante.

Para evitar a poluição das águas, as UTEs da Companhia possuem (i) sistema de tratamento de efluentes líquidos que operam em regime fechado, prevenindo o lançamento de efluentes nos rios da região onde estão situadas e (ii) áreas de estocagem de combustível com bacias de retenção para o caso de qualquer acidente com vazamentos.

A Companhia realiza monitoramento ambiental contínuo, verificando a qualidade da água e do ar. Os resultados deste monitoramento são encaminhados aos órgãos ambientais responsáveis pelo licenciamento e fiscalização das usinas e outros órgãos e entidades locais (prefeituras, câmaras de vereadores e outros).

Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages

A Unidade de Co-geração Lages, cuja operação comercial iniciou em dezembro de 2003, foi a primeira usina de Santa Catarina movida a biomassa. Por utilizar os resíduos de madeireiras (energia renovável) da região como combustível, o sistema de operação da unidade foi considerado elegível pelo Banco Mundial como um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, nos termos do Protocolo de Kyoto, por meio do qual serão gerados créditos de carbono para comercialização e negociações futuras pela Companhia.

Tendo em vista os créditos de carbono a serem gerados pelo projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da Unidade de Co-geração Lages, a Companhia está negociando com o Banco Mundial por meio do *Prototype Carbon Fund* (Fundo Protótipo de Carbono), a venda de parte destes créditos de carbono.

SEGUROS

A Companhia mantém atualmente apólices de seguro cobrindo riscos variados, incluindo a cobertura de danos de propriedades e a interrupção de atividades. O limite da cobertura sob estas apólices é de US$150,0 milhões. Adicionalmente, a Companhia mantém apólices de seguro cobrindo danos contra terceiros até o limite de US$50,0 milhões. O seguro contra danos a terceiros cobre responsabilidades legais decorrentes de lesão corporal ou danos à propriedade causados pelas operações comerciais, pela geração industrial de eletricidade e pela operação e manutenção de comportas. Além disso, a Companhia mantém apólice de seguro de responsabilidade civil de seus diretores com cobertura de US$5,0 milhões. A Companhia mantém também apólices de seguro de toda a sua frota de veículos.

Adicionalmente, a Companhia possui apólice de riscos operacionais, com vigência até 1º de agosto de 2006, para danos materiais no valor total de US$3.515,2 milhões e lucros cessantes no valor total de US$98,5 milhões.

EMPREGADOS E POLÍTICA DE RECURSOS HUMANOS

Quadro de pessoal

Atualmente, o quadro de empregados da Companhia é composto por 894 colaboradores, com tempo médio de permanência na Companhia de 14,6 anos e idade média de 39,9 anos. O valor total da folha de pagamento da Companhia é de R$6,3 mil, referente ao mês de setembro de 2005.

A tabela que se segue indica o número de empregados da Companhia em 30 de setembro de 2005 e nos anos de 2002, 2003 e 2004 e sua divisão em funções administrativas e operacionais:

	Em 30 de setembro	Em 31 de dezembro		
	2005	2002	2003	2004
Número total de empregados	894	859	844	849
Administrativo	120	114	119	119
Operacional (usinas)	402	394	382	388

Saúde e Segurança

A Companhia tem como política adotar programas de prevenção de riscos de acidentes de trabalho, por meio da encomenda de laudos técnicos sobre condições no ambiente de trabalho de seu Parque Gerador. Tais laudos informam a Companhia sobre riscos associados ao trabalho em suas usinas e o tempo de exposição, a intensidade e/ou concentração dos riscos aos quais os empregados estão submetidos, bem como a necessidade do uso de equipamentos de proteção individual ou coletiva.

De acordo com a legislação brasileira, os empregados afastados por acidente do trabalho possuem estabilidade de 12 meses no emprego. Em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía 1 (um) empregado afastado por acidente do trabalho.

Participação nos Resultados

No exercício social de 2005, em 13 de abril de 2005, foram distribuídos a todos os empregados da Companhia R$7,25 milhões como participação nos lucros do ano de 2004. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada colaborador e considerou o resultado de avaliações individuais de desempenho dos empregados.

Plano de Previdência Privada

A Companhia oferece a todos os seus empregados um plano de previdência privada através da PREVIG – Sociedade de Previdência complementar, entidade fechada de previdência complementar patrocinada exclusivamente pela Companhia. Os planos de benefício administrado pela PREVIG são dos tipos benefício definido e contribuição definida.

O plano de benefício definido da Companhia é coberto por contribuições dos empregados participantes e, da Companhia. O plano de benefício definido atende a 6% dos empregados da Companhia, com aposentadoria prevista para os 9 próximos anos. Neste plano a contribuição da Companhia é duas vezes superior ao do participante. Adicionalmente, a Companhia contribui com 1,78% da folha de salários para fins de amortização de reservas relativas a tempo de serviço passado por ela reconhecido, reavaliadas atuarialmente, cujo compromisso encerra-se em dezembro de 2023. O valor dessas contribuições no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004 foi de R$5,9 milhões e de janeiro a setembro de 2005 foi de R$2,5 milhões. Em 5 de outubro de 2004, foram encerradas as inscrições para o plano do tipo benefício definido.

Em 5 de outubro de 2004, a Companhia firmou Convênio de Adesão com a PREVIG passando a oferecer o plano do tipo contribuição definida aos seus empregados, dando início ao processo de migração. A efetiva inscrição de participantes no plano do tipo contribuição definida teve início a partir de janeiro de 2005, sendo que o processo de migração encerrou em 31 de julho de 2005. Em 30 de setembro de 2005, 843 participantes estavam inscritos neste plano.

No plano de contribuição definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia, o custeio desse plano é constituído por contribuições básicas do participante e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial que será paga aos participantes com, no mínimo 10 (dez) anos de vinculação ao plano, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes. O valor da contribuição da Companhia para este plano, no período de janeiro a setembro de 2005, foi de R$2,0 milhões.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciárias. O valor dessas despesas, no período de janeiro a setembro de 2005 foi de R$1,8 milhões.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o plano de benefícios da Companhia era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, patrocinada pela Companhia e por outra empresa, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do convênio de adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da rescisão do Convênio de Adesão, o plano de benefícios composto pelos participantes que entraram em gozo de benefícios até 23 de dezembro de 1997, data da cisão da Eletrosul, bem como pelos participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, continua sob a responsabilidade da Companhia, na Fundação ELOS, por força de ações judiciais.

Enquanto perdurar esta situação, a Companhia ainda é responsável pelo custeio de 57% do valor das despesas administrativas da ELOS, também limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciárias e o valor de responsabilidade da Companhia no período encerrado em 30 de setembro de 2005 foi de R$1,5 milhões.

No período encerrado em 30 de setembro de 2005, o montante do passivo decorrente de benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$267,0 milhões, dos quais R$114,0 milhões correspondem a dívidas contratadas. O montante das perdas atuariais de R$155,3 milhões, cujo valor excede o valor presente das obrigações atuariais, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação nº 371, não está registrado nas demonstrações financeiras, da CVM, e será amortizado, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 11 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano.

Conforme as instruções contidas na Deliberação nº 371 da CVM, de 13 de dezembro de 2000, os ganhos e perdas oriundos das reduções e liquidações antecipadas de um plano de benefício definido devem ser reconhecidos quando de sua ocorrência. Para tal, os atuários independentes estão em processo de elaboração de nova avaliação atuarial, considerando os impactos decorrentes do processo de migração entre os planos. A Administração da Companhia não espera a ocorrência de efeitos relevantes em suas demonstrações financeiras em conseqüência da nova avaliação e os ganhos ou perdas eventualmente apurados serão reconhecidos no próximo trimestre.

Acordo Coletivo de Trabalho

A Companhia é parte em acordo coletivo de trabalho com as diversas entidades sindicais representativas de seus empregados, por meios do qual foram definidos direitos assegurados a todos os empregados da Companhia. O acordo tem vigência de 2 (dois) anos, com exceção das cláusulas econômicas que têm vigência de 1 (um) ano, a partir de 1° de novembro de 2004. A Companhia nunca sofreu paralisações em suas atividades, em razão de greve.

CONTRATOS RELEVANTES

Além de outros contratos relevantes descritos ao longo deste Prospecto, a Companhia é parte nos seguintes contratos:

Contratos de Concessão

Para informações sobre os contratos de concessão da Companhia, vide item "Concessões e Autorizações" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contratos Financeiros

Para informações sobre os contratos de concessão da Companhia, vide item "Contratos Financeiros Relevantes" na seção "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais".

Contrato de Compra e Venda de Energia – Companhia e CIEN

Em 5 maio de 1998, a Gerasul e a CIEN celebraram, com interveniência da Eletrobrás, de Furnas e da Eletrosul, um contrato de compra de 300MW de potência firme com energia associada. O prazo do contrato é de 20 anos, contado a partir de 21 de junho de 2000, e o seu objeto é a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, pela Companhia, para ser disponibilizada, pela CIEN, através de interconexão de energia construída e operada pela CIEN, interligando o Brasil e a Argentina. A potência firme e energia associada objeto do contrato são, obrigatoriamente, provenientes da Argentina, sob responsabilidade da CIEN. O contrato não está registrado na CCEE como um contrato comum de compra e venda de energia, mas como uma usina térmica da Companhia no Brasil.

Em março de 2005, o CMSE recomendou à ANEEL a realização de testes para a comprovação da existência de disponibilidade de geração e Garantia Física de energia para as interconexões de energia operadas pela CIEN interligando o Brasil e a Argentina. Com base no resultado de tais testes, foi publicada, em 30 de março de 2005, a Portaria MME nº 153/05 e, em 31 de março de 2005, a Resolução ANEEL nº 155/05, reduzindo o valor da Garantia Física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato, de 300 MW para, aproximadamente, 72 MW. Em razão do modo como o contrato está registrado na CCEE, esta redução deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na legislação setorial, por insuficiência de Lastro, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que a levou a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente de outro agente.

Por força do ocorrido, a Companhia entende que ficou caracterizado inadimplemento contratual por parte da CIEN, e que multas e ressarcimentos previstos no contrato tornaram-se devidos à Companhia. Assim, baseada em dispositivos contratuais que determinam que os valores constantes das faturas emitidas pela CIEN já devem ser líquidos de todos os montantes por ela devidos à Companhia a título de multas e ressarcimentos (o que não vem sendo feito pela CIEN com relação a nenhuma das faturas por ela emitidas sob o contrato desde a redução de sua Garantia Física), a Companhia não efetuou o pagamento das referidas faturas, por serem tais faturas inábeis.

Além disso, em 12 de novembro de 2001, a CIEN propôs ação judicial contra a Companhia, com pedido de liminar, na qual pleiteia certas revisões dos preços contratuais, atreladas à variação cambial, e, também, a rescisão do contrato. O pedido liminar de antecipação de tutela foi indeferido. Para maiores informações sobre esta ação vide nesta seção o item "Pendências Judiciais e Administrativas".

A Companhia e a CIEN vem discutindo alternativas para a resolução de todas as pendências envolvendo o contrato.

Contratos com Fornecedores

Os principais contratos com fornecedores da companhia encontram-se descritos abaixo.

Contratos de Compra e Venda de Energia com partes relacionadas

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na UHE Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do dólar mais inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na UHE Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmado em 05.01.2001, aditado em 06.03.2001 e 09.08.2002, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, nos montantes anuais de 1.125.616 MWh, 2.189.036 MWh e 2.395.903 MWh, a partir dos meses de outubro de 2002, novembro de 2002 e dezembro de 2002, respectivamente. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.03.2004, com o objetivo de regular a compra, pela controlada, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência até 01.04.2004 a 31.03.2017.

Compra de gás natural

Em 10 de novembro de 2000, a Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de 5 anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS.

Revitalização dos geradores da Usina Hidrelétrica Salto Osório

Em 19 de dezembro de 2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hyidro Inepar do Brasil S.A., com vigência de quatro anos, para a reforma geral das seis unidades geradoras da UHE Salto Osório.

Contrato de Conexão

Em conformidade com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, estabelecendo que o acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica sejam contratados separadamente da compra e venda de energia propriamente dita, a Companhia, em 20 de agosto de 1998, assinou o Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência a partir de 1º de setembro de 1998, até a data da extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Para atender os contratos de venda da energia elétrica liberada dos Contratos Iniciais e da energia elétrica oriunda das usinas que entraram em operação comercial a partir de 01.01.2002, a Companhia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, empresas transmissoras e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul, com vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro, através dos quais assumiu 75% dos custos de transmissão, ficando os 25% restantes sob a responsabilidade das concessionárias distribuidoras.

PENDÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

A Companhia é parte em diversas ações judiciais, nas esferas cível, tributária, previdenciária e trabalhista, bem como em determinados processos administrativos. Em 30 de setembro de 2005, suas provisões para processos judiciais e administrativos eram de aproximadamente R$145,5 milhões, dos quais R$14,2 milhões relacionam-se as ações fiscais, R$20,3 milhões as ações previdenciárias, R$20,9 milhões as ações trabalhistas e R$90,1 milhões as ações cíveis. A Companhia acredita que suas provisões para processos judiciais e administrativos são suficientes para atender a perdas prováveis.

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	30 de setembro de 2005		
R$milhões	**Risco possível**	**Risco remoto**	**Total**
Trabalhistas	8,9	11,5	20,4
Cíveis	26,1	24,1	50,2
Fiscais	17,5	3,5	21,0
	52,5	39,1	91,6

Fiscais

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia e suas controladas tinham um passivo fiscal total estimado em R$34,4 milhões.

As questões fiscais de maior valor versam sobre o mandado de segurança contra o Delegado da Receita Federal em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei º 10.833/03. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-lei nº 1.598/1977, o que na opinião da Companhia e de seus consultores jurídicos implica ser a referida Instrução Normativa ilegal.

Em conseqüência, a Companhia está recolhendo o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, depositando os valores que entende indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação.

Dentre os clientes da Companhia, encontram-se empresas industriais de diversos Estados da Federação, que adquirem a energia elétrica para utilizá-la em seu processo produtivo. No passado, quando efetuava a venda interestadual da energia elétrica para esses clientes, a Companhia não recolhia o ICMS. Em razão de recentes decisões do Supremo Tribunal Federal em casos análogos, a partir de 2003 a Companhia passou a recolher o ICMS nessas operações interestaduais. Exclusivamente com relação a um adquirente do Rio Grande do Sul o recolhimento não vem sendo feito, pois a empresa possui discussão administrativa em torno da exigência nesse Estado. A contingência, contudo, foi assumida contratualmente por esse adquirente. Nos demais Estados, com relação ao período anterior a 2003, não existe discussão administrativa ou judicial.

Previdenciárias

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia e suas Controladas tinham um passivo previdenciário total estimado em R$20,3 milhões. Na referida data, a provisão constituída para tal passivo correspondia a R$20,3 milhões.

As ações previdenciárias e os autos de infração de maior valor versam sobre:

- autuação relativa ao Adicional de Seguro de Acidente do Trabalho para custeio de aposentadoria especial. O processo encontra-se aguardando julgamento, no INSS, de impugnação administrativa interposta pela Companhia; e

- notificação de cobrança de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias. Na esfera administrativa a Companhia foi absolvida parcialmente. A Tractebel ingressou com medida judicial, tendo obtido êxito em primeiro grau. Atualmente, a Companhia aguarda julgamento de apelação do INSS.

Na opinião dos consultores jurídicos da Companhia, o risco de perda destas demandas na esfera administrativa é provável e o saldo da provisão em 30 de setembro de 2005 era de R$20,3 milhões.

Cíveis e Ambientais

A Companhia e suas controladas são parte em 1.004 ações cíveis e ambientais, que representavam, em 30 de setembro de 2005, um passivo estimado decorrente de ações judiciais de riscos provável, possível e remoto de R$100,0 milhões. Dentre as ações judiciais movidas contra a Companhia, merecem destaque em virtude do montante envolvido ou do objeto as ações abaixo descritas:

Processos contra a Privatização

Em maio e agosto de 1998 o Ministério Público Federal propôs duas ações civis públicas contra a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Companhia, a Eletrobrás, a Eletrosul e, posteriormente, a SESA que, em conjunto, questionam a reorganização societária da Eletrobrás e da Eletrosul que resultou na criação e subseqüente privatização da Gerasul (antiga denominação da Companhia). Também em 1998, foram propostas três ações populares questionando a privatização da Gerasul. Em novembro de 2001, decidiu-se em primeira instância a primeira ação civil pública em favor do Ministério Público Federal, e, de conseguinte, anulando a cisão da Eletrosul e todos os atos decorrentes. Em virtude da decisão na primeira ação o juiz extinguiu as demais ações sem julgamento do mérito. As partes interpuseram recursos de apelação, os quais foram julgados procedentes em favor da Companhia. Não obstante, o desfecho desses processos pode demorar anos, na medida em que da decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região caberá recurso especial para o Superior Tribunal de Justiça e recurso extraordinário para o Supremo Tribunal Federal. Baseada na opinião de seus advogados, em pareceres jurídicos e nas decisões do Tribunal de Contas da União que julgaram a lisura do processo de reorganização societária e privatização da Gerasul, a Companhia considera que essas ações não se sustentam e, portanto, não constituiu qualquer provisão. Todavia, não há como prever as conseqüências de uma decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus nesses processos, sendo possível que o resultado dessa ação seja a nulidade do processo de privatização da Gerasul. Os efeitos de uma decisão dessa natureza são complexos e difíceis de se determinar, e a Companhia acredita que envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Eletrobrás, a Eletrosul, a Companhia e a SESA e terceiros, incluindo e os investidores em Ações, os quais podem ser adversamente afetados.

Ação Ambiental

Ação civil pública movida em outubro 2004 pelo Ministério Público Federal de Santa Catarina, em trâmite perante a Justiça Federal, visando a reparação por alegados danos ambientais causados pelo Complexo Jorge Lacerda, incluindo danos morais e materiais aos cidadãos vitimados pela poluição e ao Fundo de Defesa de Direitos Difusos, bem como a reparação ambiental necessária. A ação está atualmente aguardando a realização da auditoria ambiental pelos peritos nomeados pelo juiz. A Companhia considera que os níveis de poluição emitidos pelo Complexo Jorge Lacerda estão dentro dos limites permitidos pelas normas ambientais federais e estaduais, e que, portanto, a ação não se sustenta. Por envolver interesses difusos e de difícil valoração, não é possível à Companhia avaliar o valor envolvido na ação. Tendo em vista o risco remoto de perda, e a impossibilidade de estimativa do valor da ação, a Companhia não constitui qualquer provisão.

Ação de Rescisão Contratual

Ação movida pela CIEN, em trâmite perante a 2ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, questionando o reajuste de contrato firmado com a Tractebel Energia, bem como sua rescisão. Em 30 de setembro de 2005, o valor envolvido nesta ação correspondia a R$10,6 milhões.

Em 30 de setembro de 2005, a Companhia mantinha provisão para as ações cíveis e ambientais decorrentes de ações judiciais de risco provável de R$44,6 milhões, sendo R$40,0 milhões para a Companhia, R$240 mil para a CEM e R$4,3 milhões para Itasa.

Trabalhistas

Na esfera judicial, em 30 de setembro de 2005, a Companhia possuía 511 ações trabalhistas em andamento, das quais 96 ações estão em fase inicial e ainda não foram julgadas em primeira instância; 239 ações estão em fase recursal; e 176 ações já estão em fase de execução, sendo que a decisão de condenação da Companhia é definitiva. Das 511 ações trabalhistas movidas contra a Companhia, 33,1% são relativas ao período anterior à privatização e ficaram sob sua responsabilidade de acordo com os critérios da cisão da Eletrosul e posterior privatização da Gerasul.

Das 511 ações trabalhistas, 260 são ações movidas por ex-empregados; 2 são movidas por sindicatos; e 249 são movidas por prestadores de serviços empregados de empresas terceirizadas. Os principais pedidos formulados nas ações individuais são vínculo empregatício, FGTS, reflexos de ação trabalhista na previdência privada, horas extras, responsabilidade subsidiária e reajuste de aposentadoria. Ressalte-se que, das 249 ações trabalhistas propostas por trabalhadores terceirizados, 169 ações são relativas ao período anterior à privatização e 80 ações são relativas ao período posterior à privatização.

Os principais pedidos formulados nas ações individuais são: reconhecimento de vínculo empregatício, reflexos das verbas trabalhistas no plano de previdência complementar com o conseqüente reajuste de aposentadoria e responsabilidade subsidiária. Os principais pedidos formulados nas ações coletivas são: pagamento de diferenças salariais decorrente de planos econômicos e multa por atraso no pagamento de salários. Nas duas ações trabalhistas coletivas as decisões de primeira instância entendeu ser totalmente improcedente os pedidos.

Em 30 de setembro de 2005, o potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia R$41,3 milhões. Do potencial valor total envolvido no passivo trabalhista da Companhia, R$20,9 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável; R$8,9 milhões correspondem ao valor de risco de perda possível; e R$11,5 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Pela análise dos consultores jurídicos da Companhia, não existem reclamações trabalhistas de valores individuais superiores a R$1,0 milhão.

O valor total provisionado pela Companhia representa a totalidade do valor estimado para perdas oriundas das ações trabalhistas que provavelmente terão uma decisão desfavorável. Assim, em 30 de setembro de 2005, a provisão para o passivo trabalhista da Companhia era de R$20,9 milhões, dos quais R$17,8 milhões encontram-se depositado judicialmente (seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal).

Existe, atualmente, um Procedimento Investigatório instaurado pelo Ministério Público do Trabalho da 12ª Região, distribuído em 6 de Julho de 2005 e originado de ação trabalhista proposta por empregada de empresa terceirizada na qual o principal pedido é o reconhecimento de vínculo empregatício com a Companhia. De acordo com os consultores jurídicos da Companhia, o procedimento em referência não representa contingência e, atualmente, está aguardando o seu arquivamento.

ADMINISTRAÇÃO

De acordo com o Estatuto Social da Companhia e com a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia é atualmente administrada por um Conselho de Administração composto por 7 (sete) conselheiros e por uma Diretoria composta por 6 (seis) diretores, sendo que um dos diretores exerce duas funções de diretoria simultaneamente.

Não existe qualquer relação familiar entre quaisquer dos membros da administração da Companhia ou entre qualquer um destes e o acionista controlador da Companhia. Não há qualquer contrato ou obrigação relevante entre os administradores e a Companhia.

Além do Conselho de Administração e da Diretoria, a Companhia possui um Conselho Fiscal e um Comitê Estratégico. O Conselho Fiscal é composto por até 5 (cinco) membros e não tem funcionamento permanente. O Comitê Estratégico é formado por até 7 (sete) membros, acionistas ou não, eleitos pelo Conselho de Administração, que tem como função opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria nos assuntos que lhe sejam submetidos.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração é responsável pelo estabelecimento de políticas e orientação genérica dos negócios da Companhia, assim como a nomeação e supervisão dos diretores. O Conselho de Administração é composto por 7 (sete) conselheiros, eleitos pelos acionistas da Companhia reunidos em Assembléia Geral. Um dos membros do Conselho de Administração é indicado pelos empregados da Companhia e eleito nos termos do Edital de Privatização da Gerasul, de nº PND-0001/98/Gerasul.

O prazo de mandato dos membros do Conselho de Administração é de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. O Estatuto Social da Companhia prevê que na hipótese de vacância no Conselho de Administração, o substituto será nomeado pelos conselheiros remanescentes e permanecerá no cargo até a realização da próxima Assembléia Geral.

O Conselho de Administração se reúne, de forma ordinária, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia exigir, mediante convocação pelo presidente do Conselho de Administração ou por membros que representem, no mínimo, um terço dos seus membros. As obrigações do Conselho de Administração incluem, entre outras, fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, eleger e destituir os diretores e fixar-lhes as atribuições e fiscalizar a gestão dos diretores.

Os atuais membros do Conselho de Administração, eleitos em Assembléia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia realizada em 12 de abril de 2004, com mandato para o triênio 2004-2007, são:

Nome	Cargo	Data da Posse	Prazo de Mandato
Maurício Stolle Bähr	Presidente	12.04.2004	12.04.2007
Jan Franciscus Maria Flachet	Vice-Presidente	12.04.2004	12.04.2007
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Conselheiro	12.04.2004	12.04.2007
Victor Frank de Paula Rosa Paranhos	Conselheiro	12.04.2004	12.04.2007
Dirk Beeuwsaert	Conselheiro	12.04.2004	12.04.2007
Nicolas Alain Marie Tissot	Conselheiro	12.04.2004	12.04.2007
Luiz Antônio Barbosa	Conselheiro	12.04.2004	12.04.2007

Cumpre notar, no entanto, que os prazos dos mandatos dos membros do Conselho de Administração acima descritos serão ajustados para 1 (um) ano de mandato em abril de 2006, quando da realização da próxima Assembléia Geral Ordinária da Companhia, visando adequar tal mandato ao Estatuto Social da Companhia e às regras do Novo Mercado da BOVESPA.

DIRETORIA

Em 30 de setembro de 2005, a Diretoria da Companhia era composta por 6 (seis) membros. Os Diretores são eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição.

A Diretoria reúne-se por convocação do Diretor Presidente ou por 2 (dois) diretores, ficando dispensada a convocação na hipótese de comparecerem todos os seus membros. As reuniões devem ocorrer pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, mediante convocação, sempre que o interesse da Companhia exigir.

Compete à diretoria a direção geral e a representação da Companhia, observado o disposto no Estatuto Social e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

A composição da Diretoria da Companhia, em 30 de setembro de 2005, era a seguinte:

Nome	Cargo	Data da Posse	Prazo de Mandato
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Diretor Presidente	30.04.2004	30.04.2007
Marco Antonio Amaral Sureck	Diretor de Planejamento e Controle	30.04.2004	30.04.2007
José Carlos Cauduro Minuzzo	Diretor de Produção de Energia	30.04.2004	30.04.2007
Marc Jacques Zelie Verstraete	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	30.04.2004	30.04.2007
Miroel Makiolke Wolowski	Diretor de Comercialização e Negócios Diretor de Implantação de Projetos	30.04.2004	30.04.2007
Luciano Flávio Andriani	Diretor Administrativo	30.04.2004	30.04.2007

CONSELHO FISCAL

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração e da auditoria externa da Companhia. O Conselho Fiscal não é permanente, podendo ser constituído de no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros. As principais atribuições do Conselho Fiscal são fiscalizar os atos dos administradores, examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras do exercício social. A Lei das Sociedades por Ações exige que os membros do Conselho Fiscal recebam remuneração não inferior a 10% do que, em média, for atribuído aos diretores da Companhia, não computados benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

Não podem ser eleitos para o Conselho Fiscal membros que façam parte dos outros órgãos de administração e empregados da Companhia ou de sociedade controlada ou do mesmo grupo e o cônjuge ou parente dos administradores da Companhia.

O Conselho Fiscal da Companhia é composto por 3 (três) membros, um deles indicado pelos acionistas minoritários da Companhia. O Conselho Fiscal se reúne trimestralmente para analisar e aprovar as demonstrações financeiras anuais e as contas trimestrais da Companhia. O Conselho Fiscal estava instalado em 30 de setembro de 2005 e tinha a seguinte composição:

Nome	Cargo	Data da Posse	Prazo de Mandato
Newton de Lima Azevedo Junior	Conselheiro Presidente	07.04.2005	07.04.2006
Carla Carvalho de Carvalho	Conselheira Secretária	07.04.2005	07.04.2006
Manoel Eduardo Lima Lopes	Conselheiro	07.04.2005	07.04.2006
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	Suplente	07.04.2005	07.04.2006
Flávio Marques Lisboa Campos	Suplente	07.04.2005	07.04.2006
Ailton Pinto Siqueira	Suplente	07.04.2005	07.04.2006

COMITÊ ESTRATÉGICO

O Comitê Estratégico é composto por até 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes ou não no Brasil, podendo ser administradores da Companhia. Os membros do Comitê Estratégico são eleitos pelo Conselho de Administração da Companhia. O Comitê Estratégico é um órgão consultivo da administração e tem como funções opinar e aconselhar o Conselho de Administração da Companhia nos assuntos que lhe sejam submetidos. Os membros do Comitê Estratégico são eleitos por prazo de mandato indeterminado e seu funcionamento é regido pelo regulamento interno da Companhia.

A tabela abaixo indica os membros do Comitê Estratégico em 30 de setembro de 2005:

Nome	Data da Posse
Nicolas Alain Marie Tissot	28.05.2004
Manuel Colcombet	18.01.2001
Maurício Stolle Bähr	25.06.1999
Jan Franciscus Maria Flachet	25.04.2003
Victor Frank de Paula Rosa Paranhos	25.06.1999
Dirk Beeuwsaert	15.03.2001

INFORMAÇÕES BIOGRÁFICAS DOS ADMINISTRADORES DA COMPANHIA

A seguir, encontram-se as informações biográficas dos atuais membros do Conselho de Administração e Diretoria da Companhia.

Membros do Conselho de Administração

Maurício Stolle Bähr. O Sr. Maurício Stolle Bähr é engenheiro mecânico formado pela Universidade Gama Filho, no Rio de Janeiro, e analista de sistemas formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Possui *Master of Business Administration* - MBA pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e em *Corporate Finance* pela *Berkeley University* (EUA). Foi diretor financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. no ano de 1997, diretor financeiro da Nacional Energética S.A. entre os anos de 1994 e 1997 e membro do Conselho de Administração da Iven S.A. de 1996 a 1997. Atualmente é presidente do Conselho de Administração da Companhia, diretor presidente da Suez Energy Brasil, diretor da SESA e representante geral do Grupo Suez no Brasil.

Jan Franciscus Maria Flachet. O Sr. Jan Franciscus Maria Flachet é engenheiro eletromecânico. Formou-se pela *Catholic University of Louvain* e obteve o título de mestre em administração de empresas pelo Instituto de Administração e Gestão da UCL e participou do CEDEP, *General Management Program* associado ao INSEAD, em *Fontainebleau*. Desenvolveu diversas atividades nas áreas de operação e desenvolvimento nas empresas do grupo Tractebel, tendo iniciado sua carreira em 1979 na Unerg como chefe do departamento de operações, em Brabant. De 1990 à 1996, trabalhou na Electrabel como gerente geral de distribuição de energia elétrica para os municípios flamengos dos arredores de Bruxelas. Em 1996 assumiu o cargo de gerente geral da Litoral Gas, na Argentina e em 1999 passou a exercer o cargo de vice-presidente sênior de Operações de Distribuição e Comércio na SESA. Em 2001 assumiu o cargo de Vice Presidente Executivo para Desenvolvimento de Negócios na América do Sul. Atualmente é vice-presidente do Conselho de Administração da Companhia e gerente regional do grupo Tractebel na América do Sul.

Manoel Arlindo Zaroni Torres. O Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres é engenheiro eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Participou do CEDEP, *General Management Program* associado ao INSEAD, em *Fontainebleau*. Foi chefe da Divisão de Transmissão de Ivaiporã em Furnas, sendo responsável pelo Departamento de Produção do Paraná e, posteriormente, Superintendente de Produção Sul. A partir de 1992 atuou como Superintendente de Operação no Sistema de Furnas, sendo responsável pelas atividades relacionadas a comercialização de energia. Foi representante de Furnas no GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, na Comissão Mista de Operação da Usina de Itaipu e no COESE - Comitê de Operação das Empresas do Sistema Eletrobrás, como coordenador do Subcomitê de Operação. Atualmente é membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente da Companhia.

Victor Frank de Paula Rosa Paranhos. O Sr. Victor Frank de Paula Rosa Paranhos é engenheiro mecânico formado pela Universidade Católica de Petrópolis, economista pelo Instituto Metodista Bennett e Atuário pela Sociedade Universitária Augusto Motta - SUAM. Foi engenheiro residente na Sociedade Técnica de Engenharia e Representação –STER, diretor da Corretora de Títulos e Valores Mobiliários Paulo Williansems, diretor superintendente do Fundo de Pensão do Montreal Bank, do Banco Nacional, e Presidente da Nacional Energética S.A. (responsável pela construção da UHE Serra da Mesa). Exerceu o cargo de Diretor Presidente da CEM, companhia responsável pela construção da UHE Cana Brava até junho de 2002. É atualmente membro do Conselho de Administração da Companhia.

Dirk Beeuwsaert. O Sr. Dirk Beeuwsaert é engenheiro mecânico e eletricista formado pela *University of Gent*. Participou do Programa de Gerenciamento –CEDEP, em *Fontainebleau*, França. Foi membro da Diretoria Executiva da *Tractebel Societè Anonyme*, membro do Comitê Estratégico da *Electrabel Societè Anonyme*, membro do Conselho de Administração e Presidente da *Tractebel Inc*., membro do Conselho de Administração da *Tractebel North América*, diretor da *Thai Cogeneration Co*., *Nong Khae Cogeneration Co*. e da *Samutprakarn Cogeneration Co*. Foi membro do Conselho da *Vlerick Management School Leuven-Gent*, membro do Conselho de Consultores da *University of Gent* e membro do Conselho da *Faculty of Applied Sciences*. É atualmente Presidente da *Suez Energy International* e membro do Conselho de Administração da Companhia.

Nicolas Alain Marie Tissot. O Sr. Nicolas Alain Marie Tissot é economista formado pela *High Commercial School*. Entre os anos de 1995 e 1999 trabalhou como auditor e consultor sênior do Ministério da Economia, Finanças e Indústria da França. Começou a trabalhar no Grupo Suez em junho de 1999, sendo que entre junho de 2000 e agosto de 2003 gerenciou o departamento de controle dos negócios. Em setembro de 2003 passou a atuar como Diretor Financeiro da Tractebel Electricity & Gás International. Atualmente é, também, membro do Conselho de Administração da Companhia.

Luiz Antônio Barbosa. O Sr. Luiz Antônio Barbosa é técnico de manutenção de usinas e membro do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos seus funcionários. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul e Diretor Financeiro do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina – SINTRESC desde 1993.

Membros da Diretoria

Manoel Arlindo Zaroni Torres. Para informações biográficas do Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres, vide subitem "Membros do Conselho de Administração" desta seção "Administração".

Marco Antonio Amaral Sureck. O Sr. Marco Antonio Amaral Sureck é engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal do Paraná, mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de SC – UFSC e especialista em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos pela *University of Waterloo* - Canadá. Trabalhou na Eletrosul de 1982 a 1997, exercendo as funções de Engenheiro de Planejamento Energético e foi gerente da Divisão de Planejamento Energético e do Departamento de Planejamento de Geração, Transmissão e Telecomunicações. Na Gerasul trabalhou de 1998 a 2002 como gerente da área de Planejamento da Operação e Comercialização de Energia. Participou em processos licitatórios (UHE Itá, UHE Machadinho e interligação com a Argentina), na reestruturação do setor elétrico, do Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão - GCPS e foi representante no Comitê Técnico do MAE no estabelecimento das regras de mercado. Atualmente é Diretor de Planejamento e Controle da Companhia.

José Carlos Cauduro Minuzzo. O Sr. José Carlos Cauduro Minuzzo é engenheiro mecânico formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul em 1976, tendo desempenhado atividades na área de Geração Térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Realizou estágios nas fábricas de turbinas a vapor da Ansaldo e Skoda, em 1984 e na fábrica da Nei Parsons, em 1987. Participou do grupo de manutenção do Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP, de 1981 a 1987 e do grupo de manutenção de térmicas do GCOI de 1986 a 1998, sendo o coordenador do grupo de 1994 a 1998. Gerenciou a Divisão de Engenharia e Manutenção de Térmicas até 1997 e, posteriormente, o Departamento de Geração Térmica até junho de 1999. Atualmente é Diretor de Produção de Energia da Companhia.

Marc Jacques Zelie Verstraete. O Sr. Marc Jacques Zelie Verstraete é formado em economia e ciências econômicas aplicadas pela *Catholic University of Louvain* e Engenheiro Comercial pela *Catholic University of Louvain*. É mestre em Gestão de Negócios pela *International University of America*. Foi analista financeiro no ING Bank – Bélgica e Consultor Financeiro Sênior da *Suez Tractebel Sociètè Anonyme* (Bélgica). Atualmente é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

Miroel Makiolke Wolowski. O Sr. Miroel Makiolke Wolowski é engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e administrador de empresas pela Escola de Administração de Santa Catarina – ESAG. Possui pós-graduação em administração pública pela ESAG. Foi engenheiro projetista na Ericsson do Brasil e gerente de produção na Intelbrás. Na Eletrosul atuou como engenheiro, trabalhando na área de aquisições de usinas e grandes equipamentos, elaborando, inclusive, os editais da UTE Jacuí e UTE Corumbá. Na Gerasul trabalhou até dezembro de 2000, na área de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos da Companhia.

Luciano Flávio Andriani. O Sr. Luciano Flávio Andriani é administrador de empresas formado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e pós-graduando em Gestão do Desenvolvimento e Cooperação Internacional pela Universidade Moderna de Lisboa. Na Eletrosul, foi Analista de Organização e Métodos, gerente do Departamento de Patrimônio, Documentação, Transporte e Serviços e gerente do Departamento de Recursos Humanos. Posteriormente foi gerente de Recursos Humanos e Informática da Gerasul. Atualmente é Diretor Administrativo da Companhia.

Membros do Conselho Fiscal

Newton de Lima Azevedo Júnior. O Sr. Newton de Lima Azevedo Júnior é engenheiro civil formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, em 1972. Trabalhou na Themag Engenharia de 1972 a 1991, exercendo a função de Diretor Geral do Projeto de Itaipu de 1978 a 1991. Entre os anos de 1992 e 1999, foi Diretor Presidente da Estudos Técnicos e Projetos ETEP Ltda e Diretor da ABCE – Associação Brasileira dos Consultores de Engenharia. De 1999 a 2002 foi Diretor Presidente da *Lyonnaise dês Eaux* do Brasil. Entre 2001 e 2003 foi Diretor Presidente da Águas do Amazonas (concessão privada de água e esgoto da cidade de Manaus). Atualmente é Diretor Presidente da Degrémont Brasil, Vice Presidente para Degrémont América do Sul e Vice Presidente da ABDIB, sendo responsável pela área de saneamento. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia.

Carla Carvalho de Carvalho. A Sra. Carla Carvalho de Carvalho é bacharel em direito pela Universidade Federal Fluminense – UFF e pós-graduanda em Direito Tributário pela Universidade Estácio de Sá. Possui MBA Executivo pela COPPEAD-UFRJ e pós-graduação em Direito Civil pela Escola Superior de Advocacia, ligada à Ordem dos Advogados do Brasil, Seccional do Rio de Janeiro. Trabalhou no Banco Nacional de abril 1991 a maio 1995 exercendo a função de Advogada Sênior. Entre maio de 1995 e abril 1996 trabalhou no Banco Boavista na função de Gerente Tributária. Em 1997 foi Consultora Jurídica da empresa Serra da Mesa Energia S.A., onde permaneceu até fevereiro de 1998. A partir de fevereiro de 1998 assumiu a função de Coordenadora Jurídica da Suez Energy Brasil, onde está atualmente. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia.

Manoel Eduardo Lima Lopes. O Sr. Manoel Eduardo Lima Lopes é bacharel em ciências contábeis e direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A.– BANERJ de 1979 a 1981, exercendo a função de Auditor Geral e de 1981 a 1990, e Superintendente de Controle. Entre os anos de 1990 e 1996, exerceu a função de consultor do Banco Clássico, tendo sido nomeado Diretor para o período de 1996 a 1998. Em 1998 assumiu a Gerência de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A., onde permaneceu até o ano de 2001. Atualmente é Diretor do Banco Clássico e funcionário Aposentado do Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. – BANERJ. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia.

O endereço comercial dos membros do Conselho de Administração, Diretoria, Conselho Fiscal e do Comitê Estratégico é o endereço da sede social da Companhia.

REMUNERAÇÃO GLOBAL DOS ADMINISTRADORES DA COMPANHIA

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas da Companhia são responsáveis pela fixação do valor total da remuneração dos membros do Conselho de Administração, dos membros do Conselho Fiscal e dos membros da Diretoria. O Conselho de Administração determinará os níveis de remuneração de cada conselheiro, diretor ou membro do Conselho Fiscal com base no valor total previamente fixado.

Para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004, a verba global e anual destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia foi fixada em R$ 8,0 milhões, incluindo as despesas de INSS, FGTS, seguro saúde, previdência privada, assistência médica e habitação.

Para o exercício social de 2005, a Assembléia Geral Ordinária da Companhia realizada em 7 de abril de 2005 fixou a verba global e anual a ser destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia em R$ 8,8 milhões, incluindo as despesas de INSS, FGTS, seguro saúde, previdência privada, assistência médica e habitação.

INFORMAÇÕES SOBRE O RELACIONAMENTO DA COMPANHIA COM SEUS ADMINISTRADORES

Em 30 de setembro de 2005, não existiam contratos de qualquer natureza ou outras obrigações relevantes entre a Companhia e os membros da Diretoria e do Conselho de Administração, os quais não detinham, na referida data, participação direta ou indireta no capital social da Companhia superior a 1%. Para maiores informações, vide item "Composição do Capital Social ", na seção "Capital Social, Dividendos e Acionistas" deste Prospecto.

PLANO DE OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES

Não havia, em 30 de setembro de 2005, plano de opção de compra de ações de emissão da Companhia para os empregados e membros da administração.

ACORDOS OU OUTRAS OBRIGAÇÕES RELEVANTES ENTRE A COMPANHIA E SEUS DIRETORES

Em 30 de setembro de 2005, não havia qualquer acordo ou outras obrigações relevantes entre a Companhia e seus diretores.

PRINCIPAIS ACIONISTAS E ACIONISTAS VENDEDORES

PRINCIPAIS ACIONISTAS

A tabela a seguir apresenta informações relativas aos principais acionistas da Companhia, em 30 de setembro de 2005. Os percentuais que constam na tabela são baseados na quantidade de 652.742.192 ações ordinárias antes e depois da Oferta:

	Quantidades de Ações Ordinárias e Porcentagens			
	Ações Ordinárias antes da Oferta		Ações Ordinárias após a Oferta [1]	
Acionista	Ações	%	Ações	%
Suez Energy South America Participações Ltda.	511.130.462	78,31	456.130.462	69,88
Banco Clássico S.A.	65.268.744	10,00	65.268.744	10,00
BNDES Participações S.A.-BNDESPAR	36.666.193	5,62	20.666.193	3,17
União Federal	12.425.102	1,90	12.425.102	1,90
Banco Nordeste do Brasil S.A.	2.457.918	0,38	2.457.918	0,38
Fundo Nacional de Desenvolvimento – FND	2.362.827	0,36	2.362.827	0,36
Conselheiros	606	0,00	606	0,00
Outros	22.430.340	3,43	93.430.340	14,31
Total	**652.742.192**	**100,00%**	**652.742.192**	100,00%

[1] Sem considerar o exercício da Opção de Ações do Lote Suplementar.

Abaixo segue a descrição dos acionistas detentores de mais de 5% das Ações:

Suez Energy South America Participações Ltda.

Suez Energy South America Participações Ltda., controladora da Companhia, é uma empresa do Grupo Suez, por meio da qual o Grupo Suez realiza investimentos no setor de energia no Brasil.

O Grupo Suez presta serviços de utilidade pública, atuando por vezes como parceiro do Poder Público, ou individualmente em serviços tais como: (i) eletricidade; (ii) gás; (iii) energia; (iv) água; e (v) administração do lixo. Na América do Sul, o Grupo Suez encontra-se presente no Peru, Chile, Argentina e Brasil.

A história do Grupo Suez no Brasil começou há mais de 50 anos, com um projeto de remodelação do serviço de águas no Rio de Janeiro. Atualmente, é o maior grupo privado gerador de energia elétrica, com cerca de 7,5% do parque gerador do país. O grupo Suez no Brasil, incluindo as atividades de energia e meio ambiente (tratamento de água e coleta e tratamento de lixo), emprega cerca de 14.000 colaboradores, gerando receita de cerca de €1,0 bilhão.

No Brasil, além de controlar a Companhia, detém 100% de participação na Companhia Energética São Salvador e 30% do Consórcio Estreito Energia.

Banco Clássico

O Banco Clássico S.A. é um banco múltiplo que opera no mercado há 15 anos, concentrando suas operações no financiamento do Tesouro Nacional e em investimentos na área de energia, com expressiva participação em ações da Tractebel e Petrobrás. Em 31 de agosto de 2005, o Banco Clássico apresentava um patrimônio líquido de R$1,5 bilhões.

BNDESPAR

A BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, é uma subsidiária integral do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, um dos maiores bancos públicos de fomento da América Latina, com orçamento no exercício social de 2005, no montante de R$60,8 bilhões.

A BNDESPAR é o veículo do BNDES para atuar no mercado de capitais brasileiro, por meio de participação acionária em várias empresas, as quais em sua visão, são consideradas estratégicas para o desenvolvimento do País. Dentre seus objetivos está o de contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, por meio do acréscimo de oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das companhias.

ACIONISTAS VENDEDORES

Os Acionistas Vendedores na Oferta são a SESA e a BNDESPAR. Para maiores informações sobre os Acionistas Vendedores, vide a descrição sobre a SESA e a BNDESPAR nesta Seção.

ACORDO DE ACIONISTAS

Não havia, em 30 de setembro de 2005, qualquer acordo firmado entre acionistas da Companhia registrado na Companhia.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

CONTRATOS CELEBRADOS COM PARTES RELACIONADAS

Suez Tractebel

Contrato de Serviços de Consultoria celebrado em 02 de maio de 2002, com a Suez Tractebel, sua controladora indireta, com sede em Bruxelas, Bélgica, cujo objeto é a prestação de serviços de consultoria em assuntos específicos por parte da Suez Tractebel. O prazo do contrato é de 36 meses, sendo sua revalidação condicionada à deliberação pelos acionistas minoritários da Companhia, a cada 12 meses, em assembléia geral convocada para este fim. A eficácia de tal contrato foi condicionada à aprovação da ANEEL, manifestada em 23 de abril de 2003 por meio do Ofício n.º 526/2003-SFF/ANEEL. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de EUR 1,5 milhões e os serviços executados e respectivos honorários são submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia. A primeira revalidação, pelos acionistas minoritários da Companhia, ocorreu na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 12 de abril de 2004. Referido contrato não foi revalidado na Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 7 de abril de 2005. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004, este contrato representou um custo de R$5,3 milhões para a Companhia.

Itasa

A Companhia e os demais acionistas da Itasa são intervenientes nos contratos firmados entre a Itasa e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. Os acionistas da Itasa e a Companhia prestaram garantia representada pela caução da totalidade das ações de emissão da Itasa de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida, em 30 de setembro de 2005, totalizava R$284,3 milhões.

A Itasa, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu em garantia, ao BNDES e aos agentes financeiros: a) penhor de direitos emergentes da concessão para a exploração da UHE Itá; e b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com seus acionistas.

CEM

A Companhia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações nº 98.2.654.3.1 e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 98.2.654.3.3, celebrados entre a CEM e o BNDES, datados de 19 de maio de 1999 e 05 de abril de 2000, tendo o primeiro sido aditado em 25 de maio de 1999.

Nos termos dos referidos contratos celebrados com o BNDES, a Companhia assumiu as seguintes principais obrigações em relação aos contratos: (i) garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: (a) extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e (b) celebração de acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão; e (ii) ceder ao BNDES quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

O Contrato de financiamento mediante abertura de crédito teve a finalidade de prover recursos para o financiamento da UHE Cana Brava e prevê amortização do principal em 117 prestações mensais, vencendo-se a primeira em 15 de julho de 2003 e a última em 15 de abril de 2013, e pagamento de juros à taxa de 4,0% ao ano acima da TJLP, divulgada pelo Banco Central, a ser realizado em parcelas trimestrais desde a data de assinatura do contrato até 15 de julho de 2003, e mensalmente a partir de 15 de julho de 2003, inclusive, em conjunto com as parcelas de amortização de principal. A dívida, em 30 de setembro de 2005, totalizava R$ 110,2 milhões.

O Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações tem o valor de R$ 77,7 milhões e a finalidade de prover recursos para o financiamento da UHE Cana Brava.

Tal contrato prevê amortização do principal em uma parcela em 01 de abril de 2013, e pagamento de juros à taxa de 4,0% ao ano acima da TJLP, divulgada pelo Banco Central, a ser realizado em parcelas semestrais desde 01 de outubro de 2003 até 01 de abril de 2003. A dívida, em 30 de setembro de 2005, totalizava R$ 99,1 milhões.

Em garantias das obrigações da CEM nestes contratos de financiamento, foram outorgadas em favor do BNDES: (i) cessão, pela CEM, de direitos de crédito (recebíveis) decorrentes da UHE Cana Brava, inclusive os direitos de crédito relativos à geração e comercialização de energia elétrica proveniente da UHE Cana Brava; (ii) cessão, pela CEM, de seus direitos de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento, pelo Poder Concedente à CEM, nos termos de seu contrato de concessão; e (iii) penhor, pela Companhia, da totalidade de suas ações detidas na CEM.

Além disso, a Companhia é a compradora da totalidade da energia elétrica de Cana Brava, nos termos do Segundo Aditamento e Consolidação ao Contrato-Base de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado em 2 de agosto de 2002 entre a Companhia e a CEM. A fim de garantir as suas obrigações sob esse contrato, a Companhia obteve uma carta de fiança junto ao Banco Bradesco S.A., no valor máximo de R$ 74,9 milhões, tendo como beneficiária a CEM, sendo que referida fiança bancária foi cedida e transferida ao BNDES.

Lages Bioenergética

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, em 25 de julho de 2003, tendo empenhado, ainda, em garantia, suas quotas de participação no capital social da Lages Bioenergética até a liquidação final de todas as obrigações assumidas sob o referido contrato. A dívida em 30 de setembro de 2005 totalizava R$ 45,9 milhões. Para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do referido contrato, a Lages Bioenergética cedeu em garantia os recebíveis decorrentes da comercialização de energia elétrica proveniente da unidade de Co-geração Lages, além de dar em alienação fiduciária os bens adquiridos com recursos do referido financiamento.

INFORMAÇÕES SOBRE O MERCADO E OS TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

GERAL

Os valores mobiliários emitidos pela Companhia, em circulação no mercado, são as ações ordinárias que compõem o seu capital social, os ADRs e as debêntures da 1ª e 2ª séries emitidas em maio de 2005.

As ações da Companhia são admitidas à negociação no Novo Mercado da BOVESPA sob o código "TBLE3". Nos últimos 3 anos, apenas o Banco Clássico adquiriu volume expressivo de ações da Companhia, mediante uma série de aquisições. Em 30 de setembro de 2005, a participação do Banco Clássico S.A. correspondia a 10% do capital social da Companhia.

O acionista controlador da Companhia detêm 78,31% do capital social total da Companhia.

NEGOCIAÇÃO NA BOVESPA

A BOVESPA é uma entidade sem fins lucrativos de propriedade de corretoras-membro. A negociação na BOVESPA só pode ser realizada pelas corretoras-membro e por um número limitado de não-membros autorizados. As negociações ocorrem das 10:00h às 17:00h, ou entre 11:00h e 18:00h durante o período de horário de verão no Brasil, em um sistema eletrônico de negociação chamado Megabolsa. A BOVESPA também permite negociações das 17:45h às 19:00h, ou entre 18:45h e 19:30h durante o período de horário de verão no Brasil, por um sistema online denominado "after market", conectado a corretoras tradicionais e a corretoras que operam pela internet. As negociações no "after market" estão sujeitas a limites regulatórios sobre volatilidade de preços e sobre o volume de ações negociadas pelas corretoras que operam pela Internet.

Quando acionistas negociam ações na BOVESPA, a liquidação acontece três dias úteis após a data da negociação, sem correção monetária do preço de compra. O vendedor deve entregar as ações à Bolsa na manhã do terceiro dia útil após a data da negociação. A entrega e o pagamento das ações são realizados por meio das instalações da Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

A fim de manter um melhor controle sobre a oscilação do Índice BOVESPA, a BOVESPA adotou um sistema "circuit breaker" de acordo com o qual a sessão de negociação é suspensa por um período de 30 minutos ou uma hora sempre que o Índice BOVESPA cair abaixo dos limites de 10,0% ou 15,0%, respectivamente, com relação ao índice de fechamento da sessão de negociação anterior.

NOVO MERCADO

As ações ordinárias da Companhia serão admitidas à negociação no Novo Mercado da BOVESPA no dia 16 de novembro de 2005. De acordo com o Contrato de Participação do Novo Mercado, firmado em 16 de novembro de 2005, a Companhia tem o prazo de 3 anos contados da data de assinatura do referido contrato, para atingir o percentual mínimo de ações em circulação (free float) de 25%. Durante o referido prazo, a Companhia se compromete a manter o patamar de 21,69% de ações em circulação.

Em dezembro de 2000, a BOVESPA deu início ao funcionamento de um segmento especial de negociação de ações denominado Novo Mercado. Esse novo segmento tem como propósito atrair companhias abertas dispostas a fornecer informações ao mercado e aos seus acionistas a respeito de seus negócios, adicionais ao que é exigido pela legislação, e que se comprometam a adotar práticas de governança corporativa, tais como práticas diferenciadas de administração, transparência e proteção aos acionistas minoritários.

As companhias que ingressam no Novo Mercado submetem-se, voluntariamente, a determinadas regras mais rígidas do que as presentes na legislação brasileira, obrigando-se, por exemplo, a (i) emitir apenas ações ordinárias; (ii) manter, no mínimo, 25% de ações do capital da Companhia em circulação; (iii) detalhar e incluir informações adicionais nas informações trimestrais; e (iv) disponibilizar as demonstrações financeiras anuais no idioma inglês e com base em princípios de contabilidade internacionalmente aceitos ou com base na legislação societária brasileira, neste caso acompanhadas de nota explicativa que demonstre a conciliação do resultado do exercício e do patrimônio líquido apurados segundo os critérios contábeis brasileiros e segundo os padrões de contabilidade internacionalmente aceitos, evidenciando as principais diferenças, e do parecer dos auditores independentes. A adesão ao Novo Mercado se dá por meio da assinatura de contratos entre a companhia, seus administradores e acionistas controladores e a BOVESPA, além da adaptação do estatuto da companhia para as regras contidas no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

As regras do Estatuto Social da Companhia relativas a sua adoção ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado são descritos na seção "Descrição do Capital Social – Cancelamento de Registro de Companhia Aberta/Saída do Novo Mercado/Divulgação de Negociação por Parte de Acionista Controlador, Conselheiro, Diretor e Membro do Conselho Fiscal".

Ao assinar os contratos, as companhias devem adotar as normas e práticas do Novo Mercado. As regras impostas pelo Novo Mercado visam a conceder transparência com relação às atividades e situação econômica das companhias ao mercado, bem como maiores poderes para os acionistas minoritários de participação na administração das companhias, entre outros direitos. As principais regras relativas ao Novo Mercado são sucintamente descritas a seguir, às quais a Companhia também estará sujeita.

AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO NO NOVO MERCADO

Primeiramente, a companhia que tenha intenção de listar seus valores mobiliários no Novo Mercado deve obter e manter atualizado seu registro de companhia aberta junto à CVM. Além disso, a companhia deve, entre outras condições, firmar Contrato de Participação no Novo Mercado e adaptar seu estatuto às cláusulas mínimas exigidas pela BOVESPA. Com relação à estrutura do capital social, deve ser dividido exclusivamente em ações ordinárias e uma parcela mínima de ações, representando 25% do capital social, deve ser mantida em circulação pela companhia. Existe, ainda, uma vedação à emissão de partes beneficiárias (ou manutenção em circulação) pelas companhias listadas no Novo Mercado.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração de companhias autorizadas a terem suas ações negociadas no Novo Mercado deve ser composto por no mínimo 5 (cinco) membros, eleitos pela Assembléia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. Todos os membros do Conselho de Administração e da diretoria devem subscrever um Termo de Anuência dos Administradores, condicionando a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento. Por meio do Termo de Anuência os administradores da companhia responsabilizam-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

Outras características do Novo Mercado

Dentre as outras características do Novo Mercado, destacamos: (i) a obrigação de realizar ofertas públicas de ações sob determinadas circunstâncias, como, por exemplo, a saída do Novo Mercado; (ii) realizar suas ofertas de ações sempre de modo a favorecer a dispersão acionária; (iii) o direito de venda conjunta dos acionistas em relação à venda do controle das companhias listadas no Novo Mercado; (iv) obrigações de informações não financeiras a cada trimestre, como, por exemplo, o número de ações detidas pelos administradores da companhia e o número de ações em circulação; (v) maior divulgação de operações com partes relacionadas; e (vi) submissão da companhia, do acionista controlador, dos administradores e dos membros do conselho fiscal da companhia ao Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado para a resolução de conflitos societários entre os acionistas, os administradores da companhia e a própria companhia.

Adicionalmente, em decorrência da edição da Resolução CMN nº 2829, de 30 de março de 2001, e posteriores alterações, que estabeleceram novas regras de aplicação dos recursos das entidades fechadas de previdência privada, ações de emissão de companhias que adotam práticas diferenciadas de governança corporativa, tais como aquelas cujos valores mobiliários são admitidos a negociação no segmento especial Novo Mercado ou cuja classificação de listagem seja de Nível 1 ou Nível 2 de acordo com a regulamentação emitida pela BOVESPA podem ter maior participação na carteira de investimento de tais fundos de pensão. Assim, as ações de companhias que adotam práticas de governança corporativa passaram a ser, desde a edição da referida Resolução, um investimento importante e atraente para as entidades fechadas de previdência privada que são grandes investidores do mercado de capitais brasileiro. Este fato poderá impulsionar o desenvolvimento do Novo Mercado, beneficiando as companhias cujos valores mobiliários são ali negociados, inclusive a Companhia.

REGULAÇÃO DO MERCADO BRASILEIRO DE VALORES MOBILIÁRIOS

O mercado brasileiro de valores mobiliários é regulado pela CVM, e sua competência inclui a regulamentação das bolsas de valores e mercado de balcão, bem como pelo Banco Central, que tem, entre outros poderes, a autoridade para licenciar corretoras de valores e para regular investimentos estrangeiros e operações de câmbio. O mercado brasileiro de valores mobiliários é regulado pela Lei das Sociedades por Ações e pela Lei n.º 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada e complementada, sendo que esta é a principal lei que regula o mercado brasileiro de valores mobiliários, conforme alteradas pela Lei n.º 10.198, de 14 de fevereiro de 2001, pela Lei n.º 10.303, de 31 de outubro de 2001 e pela Lei n.º 10.411, de 26 de fevereiro de 2002, e por atos normativos da CVM, do CMN e do Banco Central. Estas leis e regulamentos entre outros, determinam os requisitos de divulgação de informações aplicáveis a emissoras de valores mobiliários publicamente negociados, as sanções penais por negociação de ações utilizando informação privilegiada e manipulação de preço, e a proteção de acionistas minoritários. Tais leis e regras também regulam o licenciamento e supervisão das corretoras de valores e a governança das bolsas de valores brasileiras.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, uma companhia pode ser aberta (e listada) ou fechada (e não listada). Todas as companhias listadas estão registradas na CVM e ficam sujeitas a obrigações de divulgação periódica de informações e de divulgação de quaisquer fatos relevantes. Uma companhia registrada na CVM pode negociar seus valores mobiliários na BOVESPA ou no mercado de balcão brasileiro. Ações de companhias listadas na BOVESPA não podem ser negociadas simultaneamente nos mercados de balcão brasileiros. As ações de uma companhia listada também podem ser negociadas fora de bolsa, observadas as diversas limitações impostas a este tipo de negociação. Para ser listada na BOVESPA, uma companhia deve requerer o registro à BOVESPA e à CVM.

A negociação de valores mobiliários na BOVESPA pode ser interrompida mediante solicitação de uma companhia antes da publicação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da BOVESPA ou da CVM, com base em ou devido a, entre outros motivos, indícios de que a companhia tenha fornecido informações inadequadas com relação a um fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela BOVESPA.

ADR – *AMERICAN DEPOSITARY RECEIPTS*

Em virtude da operação de cisão parcial da Eletrobrás, ocorrida em janeiro de 1998, os acionistas da Eletrobrás passaram a deter ações da Eletrobrás Geração S.A. – Eletroger. Da mesma forma, os detentores de ADRs de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a deter ADRs representados por ações da Eletroger.

Em abril de 1998, a Eletroger incorporou a Gerasul (antiga denominação da Tractebel Energia), passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada. Para maiores informações sobre as reestruturações societárias ocorridas no âmbito do processo de privatização da Eletrosul, vide item "Histórico" na Seção "Atividades da Companhia".

Em virtude das reorganizações societárias descritas acima, os ADRs de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a ser lastreados em ações de emissão da Tractebel. Em 30 de setembro de 2005, cada ADR representava 5 (cinco) ações ordinárias de emissão da Companhia.

Na data deste Prospecto, existiam 241.651 ADRs lastreados em ações ordinárias da Tractebel em circulação no mercado norte-americano. Os ADRs da Companhia não são admitidos a negociação em bolsa de valores e não são registrados sob o *Securities Act*.

DEBÊNTURES

Em 02 de maio de 2005, a Companhia concluiu a emissão de 20.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R$10.000,00, perfazendo o montante total de R$200,0 milhões. Tais debêntures foram emitidas em duas séries, sendo que a primeira série possui vencimento em 02 de maio de 2011, com a atualização pelo IGP-M e remuneração a ser paga anualmente e que contempla juros remuneratórios a uma taxa fixa ao ano de 9,29% incidente sobre o valor nominal unitário atualizado.

Já as debêntures da segunda série possuem vencimento em 02 de maio de 2010, com uma remuneração a ser paga semestralmente e que contempla juros equivalentes à acumulação de 103,9% da Taxa DI.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Segue abaixo sumário descritivo de algumas disposições do Estatuto Social da Companhia, da Lei das Sociedades por Ações, e das regras da CVM e do Novo Mercado referentes ao capital social da Companhia, administração, informações periódicas e eventuais, bem como de outros aspectos corporativos que se aplicam à Companhia.

Este sumário não é exaustivo com relação a qualquer dos assuntos aqui tratados, descrevendo em linhas gerais algumas disposições do Estatuto Social da Companhia, da Lei das Sociedades por Ações, das regras da CVM e do Novo Mercado.

A partir da aceitação das ações da Companhia para negociação no segmento Novo Mercado da BOVESPA, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou com direito de voto restrito. Por este motivo, esta seção não abordará os direitos de acionistas preferencialistas. Ademais, para a Companhia sair do Novo Mercado, terá que realizar uma OPA. Veja a seção "Descrição do Capital Social – Saída do Novo Mercado".

GERAL

Atualmente, a Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil. A sede da Companhia é na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina. Desde 28 de maio de 1998, a Companhia encontra-se registrada na CVM e seu número de registro é 017329.

CAPITAL SOCIAL

Em 30 de setembro de 2005, o capital social da Companhia era de R$ 2.445.766.091,90, totalmente subscrito e integralizado, e dividido em 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. De acordo com o Estatuto Social, o capital social poderá ser aumentado até o limite do capital autorizado da Companhia, independentemente de reforma estatutária, mediante deliberação do Conselho de Administração, até o limite de R$5.000.000.000,00. Os acionistas deverão aprovar em Assembléia Geral qualquer aumento de capital que exceda o limite do capital autorizado. De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

OBJETO SOCIAL

O objeto social da Companhia consiste em:

- realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, como também a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades;
- participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos;
- contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica e para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados;
- participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados;
- participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica;
- colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades;
- colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica e para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e
- participar, como sócia, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

DIREITOS DAS AÇÕES ORDINÁRIAS

O capital social da Companhia é dividido exclusivamente em ações ordinárias. Cada ação ordinária da Companhia confere a seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária. Os titulares das ações ordinárias de emissão da Companhia fazem jus ao recebimento de dividendos ou outras distribuições que são efetuadas aos seus acionistas. Neste sentido, os acionistas adquirentes de Ações na Oferta terão direito ao recebimento de dividendos declarados a partir da data de aquisição das Ações. Os detentores das ações ordinárias da Companhia não estão obrigados a subscrever futuros aumentos de seu capital. De acordo com as regras do Regulamento do Novo Mercado, às quais a Companhia aderiu, as ações ordinárias da Companhia têm direito a serem incluídas em uma oferta pública de aquisição de ações, em decorrência da alienação do controle da Companhia, recebendo, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle.

Direitos dos Acionistas

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social da Companhia nem as deliberações tomadas em assembléia geral podem privar seus acionistas de determinados direitos, tais como:

- o direito a participar na distribuição dos lucros;
- o direito a participar, na proporção da sua participação no capital social da Companhia, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia;
- o direito de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do seu Estatuto Social;
- o direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; e
- o direito a retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações, incluindo (i) fusão ou incorporação da Companhia; (ii) cisão da Companhia; e (iii) alterações nas preferências e vantagens das ações preferenciais.

Grupamento de Ações

Em 7 de abril de 2005, a Assembléia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia na proporção de 1.000 ações para 1 ação da mesma espécie e classe, bem como a relação de ações por ADR, sendo 5 ações para 1 ADR. O grupamento teve o objetivo de uniformizar a unidade de cotação das ações nos mercados nacional e internacional e não alterou o valor do capital social.

Conversão das Ações Preferenciais em Ações Ordinárias

Em Assembléias Especiais dos Titulares de Ações Preferenciais Classe A e Classe B, realizadas em 17 de agosto de 2005 e 27 de junho de 2005, respectivamente, os acionistas detentores de ações preferenciais de classe A e classe B presentes aos respectivos conclaves deliberaram, por unanimidade, a conversão de suas respectivas ações preferenciais em ações ordinárias, na razão de 1:1. Desta forma, o capital social da Companhia passou a ser composto exclusivamente por ações ordinárias, em um total de 652.742.192 ações ordinárias.

A conversão das ações preferenciais em ações ordinárias teve o escopo, dentre outros, de (i) equalizar os direitos conferidos pelas ações; (ii) adaptar a sua estrutura acionária aos procedimentos mais recomendados de governança corporativa; e (iii) conferir maiores condições de liquidez à todas as ações de emissão da Companhia.

Nenhum acionista detentor de ações preferenciais da Companhia exerceu o direito de retirar-se da Companhia face a aprovação da conversão de ações preferenciais em ordinárias.

OPÇÕES

Até a data deste Prospecto, não havia em aberto qualquer opção de compra das ações de emissão da Companhia.

ASSEMBLÉIAS GERAIS

Deliberações em Assembléias Gerais da Companhia

Nas assembléias gerais da Companhia, os detentores de suas ações ordinárias podem deliberar acerca de qualquer matéria relacionada ao seu objeto social, aprovando o que julgarem necessário. A deliberação quanto à aprovação das demonstrações financeiras e a destinação do lucro líquido relativos a cada exercício social deve ser tomada na Assembléia Geral Ordinária a ser realizada no exercício imediatamente subseqüente. Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia são, em regra, eleitos pela Assembléia Geral Ordinária mas a Lei das Sociedades por Ações também permite que a eleição ocorra em Assembléia Geral Extraordinária. Uma Assembléia Geral Extraordinária pode ser realizada conjuntamente com a Assembléia Geral Ordinária.

Compete exclusivamente aos acionistas da Companhia aprovar, nas assembléias gerais extraordinárias, dentre outras, as seguintes matérias:

- reforma do Estatuto Social da Companhia;
- transformação da Companhia em uma sociedade limitada ou em qualquer outro tipo societário;
- emissão de debêntures, exceto no caso de debêntures simples, não conversíveis e sem garantia real, que poderão ser emitidas mediante deliberação do Conselho de Administração;
- aprovação ou rejeição do laudo de avaliação de bens a serem utilizados por um acionista para integralizar ações do capital social da Companhia;
- cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia junto à CVM;
- suspensão do exercício dos direitos de acionista que tenha deixado de cumprir obrigação prevista em lei ou no Estatuto Social da Companhia;
- fusão, incorporação por outra sociedade ou cisão da Companhia;
- deliberar a saída do Novo Mercado da BOVESPA e o cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM, bem como contratar empresa especializada para elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado;
- a dissolução da Companhia, a eleição e destituição dos liquidantes e a aprovação de suas contas; e
- autorização para que os administradores da Companhia confessem sua falência ou peçam sua recuperação judicial ou extrajudicial.

Quorum

Como regra geral, a Lei das Sociedades por Ações prevê que a Assembléia Geral será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que detenham, pelo menos, 25% do capital social com direito a voto e, em segunda convocação, com qualquer número de acionistas titulares de ações com direito a voto. Caso a ordem do dia inclua a reforma do Estatuto Social da Companhia, o quorum de instalação em primeira convocação será de, pelo menos, dois terços das ações com direito a voto e, em segunda convocação, de qualquer número de acionistas.

Um acionista pode ser representado, em uma assembléia geral, por procurador, constituído a menos de um ano, que seja acionista ou administrador da Companhia, advogado ou instituição financeira.

De modo geral, as deliberações da assembléia geral serão tomadas pela maioria dos votos de acionistas presentes, não se computando as abstenções. Todavia, a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações da Companhia com direito a voto é necessária, para a aprovação das seguintes matérias:

- mudança do objeto social da Companhia;
- criação de ações preferenciais;
- redução do dividendo obrigatório;
- fusão da Companhia, ou sua incorporação em outra;
- cisão da Companhia;
- participação da Companhia em um grupo de sociedades (conforme definido na Lei das Sociedades por Ações);
- a cessação do seu estado de liquidação; ou
- sua dissolução.

COMPETÊNCIA PARA CONVOCAR ASSEMBLÉIAS GERAIS

Compete, ordinariamente, ao Conselho de Administração convocar as Assembléias Gerais, ainda que elas possam ser convocadas pelas seguintes pessoas ou órgãos:

- qualquer acionista, quando os administradores da Companhia retardarem, por mais de 60 dias, a convocação contida em previsão legal ou estatutária;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social, caso os administradores deixem de convocar, no prazo de oito dias, uma Assembléia solicitada através de pedido que apresente as matérias a serem tratadas e esteja devidamente fundamentado;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social quando os administradores da Companhia não atenderem, no prazo de 8 dias, um pedido de convocação de Assembléia que tenha como finalidade a instalação do Conselho Fiscal;
- o Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração retarde por mais de um mês a convocação da Assembléia Geral Ordinária, sendo que o Conselho Fiscal poderá também convocar uma Assembléia Geral Extraordinária sempre que ocorrerem motivos graves ou urgentes; e
- o presidente do Conselho de Administração em até dois dia contados da determinação da BOVESPA de que as cotações dos valores mobiliários de emissão da Companhia sejam divulgadas em separado ou que os valores mobiliários emitidos pela Companhia tenham a negociação suspensa no Novo Mercado em razão do descumprimento de obrigações constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado. Esta Assembléia Geral será convocada com a finalidade de substituir todo o Conselho de Administração.

Legitimação e Representação

As pessoas presentes à assembléia geral deverão provar, com até 72 horas de antecedência das Assembléias Gerais, a sua qualidade de acionista e sua titularidade das ações com relação às quais pretendem exercer o direito de voto por meio da apresentação do seu documento de identidade e de comprovante expedido pela instituição depositária das ações escriturais.

Os acionistas da Companhia podem ser representados na assembléia geral por procurador constituído há menos de um ano, que seja acionista, administrador ou advogado, ou ainda por uma instituição financeira. Fundos de investimento devem ser representados pelo seu administrador.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

De acordo com o Estatuto Social, o Conselho de Administração é composto de no mínimo 5 (cinco) e de no máximo 7 (sete) membros. Os conselheiros são eleitos pelos acionistas reunidos em Assembléia Geral Ordinária para um mandato de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada conselheiro deve ser titular de, pelo menos, uma ação de emissão da Companhia. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o número de membros do Conselho de Administração só poderá exceder a 7, caso se verifique a hipótese de votação em separado prevista no parágrafo 4º, do artigo 141, cumulativamente com a eleição por voto múltiplo, caso em que é assegurado pela lei ao acionista ou grupo de acionistas vinculados por acordo de voto que detenham mais que 50% das ações com direito a voto, o direito de eleger conselheiros em número igual ao dos eleitos pelos demais acionistas, mais 1 (um), independentemente do número de conselheiros que, segundo o Estatuto, componha o órgão. A Lei das Sociedades por Ações permite a adoção do processo de voto múltiplo, mediante requerimento por acionistas representando, no mínimo, 10% do capital votante da companhia, atribuindo-se para cada ação tantos votos quantos sejam os membros do Conselho de Administração, sendo reconhecido aos acionistas o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

Segundo a Instrução da CVM nº 282, de 26 de junho de 1998, o percentual mínimo do capital votante exigido para que se solicite a adoção do processo de voto múltiplo em companhias abertas pode ser reduzido em função do valor do capital social.

Caso não seja solicitada a adoção do voto múltiplo, os conselheiros são eleitos pelo voto majoritário de acionistas titulares de ações ordinárias emitidas pela Companhia, presentes ou representados por procurador, sendo assegurado aos acionistas que detenham, individualmente ou em bloco, pelo menos 15% das ações ordinárias, o direito de indicar, em votação em separado, um conselheiro e seu suplente. Caso seja adotado voto múltiplo, cada acionista poderá votar em um ou mais conselheiros, sendo que cada ação ordinária dará direito a um voto na respectiva assembléia geral e poderá ser distribuída pelo acionista dentre os conselheiros a seu exclusivo critério.

DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO E DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

A análise abaixo resume as principais disposições da Lei das Sociedades por Ações sobre a retenção de lucros e a constituição de reservas por companhias, bem como as regras sobre distribuição e pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio.

Cálculo do Pagamento de Dividendo Obrigatório

Em cada Assembléia Geral Ordinária, o Conselho de Administração da Companhia deverá fazer uma proposta de destinação do lucro líquido do exercício social anterior, que deverá ser aprovada por seus acionistas. Para fins da Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido é definido como o resultado do exercício social, deduzido imposto de renda e contribuição social devidos, líquido de quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e de quaisquer valores destinados ao pagamento de participações estatutárias de empregados e administradores nos lucros da Companhia.

Na forma exigida pela Lei das Sociedades por Ações, o Estatuto Social da Companhia prevê que determinado montante, designado dividendo obrigatório, deverá ser disponibilizado para distribuições de dividendo ou pagamento de juros sobre o capital próprio em cada exercício. A partir da última alteração do Estatuto Social da Companhia, datada de 09 de novembro de 2005, o dividendo obrigatório passou a ser de 30,0% do lucro líquido da Companhia, reduzido dos valores alocados à reservas legal e às reservas de contingências, se houver, e acrescido de quaisquer reversões da reserva de contingências. Ademais, o dividendo obrigatório poderá ser limitado à parcela realizada do lucro líquido. O cálculo do lucro líquido da Companhia e as alocações a reservas com relação a qualquer exercício social são determinados com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as Práticas Contábeis Brasileiras.

Adicionalmente, o Conselho de Administração da Companhia pode recomendar aos acionistas que aprovem a distribuição de dividendos adicionais, provenientes de outros recursos que, segundo determinação legal, estejam disponíveis para distribuição.

Embora a Lei das Sociedades por Ações determine que a Companhia faça uma distribuição anual obrigatória, ela também permite que tal distribuição seja suspensa, caso o Conselho de Administração da Companhia informe à Assembléia Geral que a distribuição seria desaconselhável, tendo em vista a situação financeira da Companhia. O Conselho Fiscal, se em funcionamento, deve opinar quanto à recomendação do conselho de administração. Adicionalmente, a administração de companhias abertas, inclusive da Companhia, está obrigada a apresentar justificativa para a suspensão à CVM. Os lucros não distribuídos em razão da suspensão na forma acima mencionada serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subseqüentes, deverão ser distribuídos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da Companhia assim o permita.

Pagamento de Dividendos

A Companhia está obrigada pela Lei das Sociedades por Ações e pelo seu Estatuto Social a realizar uma Assembléia Geral Ordinária até o quarto mês subseqüente ao encerramento de cada exercício social na qual, entre outras coisas, os acionistas deverão deliberar sobre a distribuição do dividendo anual. A distribuição de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras auditadas não consolidadas, referentes ao exercício social imediatamente anterior.

Os titulares de ações na data em que o dividendo for declarado farão jus ao seu recebimento. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o dividendo anual deve ser pago no prazo de 60 dias a contar de sua declaração, a menos que a deliberação dos acionistas estabeleça outra data para o pagamento que, em qualquer hipótese, deverá ocorrer antes do encerramento do exercício social em que o dividendo tenha sido declarado. O Estatuto Social da Companhia não determina a correção do valor da distribuição de dividendo por conta da inflação ou a incidência de juros.

Os acionistas têm prazo de três anos, contados da data da distribuição de dividendos, para reclamar dividendos (ou pagamentos de juros sobre o capital próprio) referentes às suas ações, após o qual os valores não reclamados reverterão em favor da Companhia.

De modo geral, os acionistas não residentes no Brasil deverão registrar-se junto ao Banco Central para remeter ao exterior dividendos, ganhos auferidos na venda de suas ações ou outros valores a elas relacionados.

Os eventuais pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro, se houver, serão efetuados em reais. De acordo com a atual legislação brasileira, os dividendos pagos a acionistas que não sejam residentes no Brasil não estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte.

O Conselho de Administração da Companhia pode declarar dividendos intermediários a débito da conta de lucros acumulados ou reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral, aprovado pelos acionistas da Companhia. Adicionalmente, o Conselho de Administração pode declarar dividendos a partir do lucro líquido constante do balanço semestral da Companhia ou qualquer balanço relativo a período mais curto. Os dividendos distribuídos com base em balanços levantados em períodos inferiores a seis meses não podem exceder, a cada semestre, o montante das reservas de capital da Companhia. As distribuições de dividendos intermediários podem ser compensadas com os valores devidos a título de dividendos obrigatórios relativos ao lucro líquido do final do exercício em que os dividendos intermediários foram distribuídos.

Juros sobre Capital Próprio

Desde 1º de janeiro de 1996, as companhias brasileiras estão autorizadas a fazer distribuições limitadas de juros a titulares de participações acionárias, e considerar tais pagamentos dedutíveis para efeito do imposto de renda de pessoa jurídica e, desde 1998, também para efeito da contribuição social sobre o lucro líquido. A dedução fica limitada ao que for maior entre (i) 50% do lucro líquido da Companhia (após quaisquer deduções referentes à contribuição social, mas antes de se considerar quaisquer pagamentos de juros e deduções referentes ao imposto de renda) do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado; e (ii) 50% de seus lucros acumulados e reservas de lucros. Os juros sobre o capital próprio ficam limitados à variação *pro rata die* da Taxa de Juros de Longo Prazo, ou TJLP. O Estatuto Social da Companhia permite o pagamento de juros sobre capital próprio como forma alternativa de distribuição de dividendos, podendo ser o valor pago, líquido de imposto de renda, imputado como parte do valor do dividendo obrigatório.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio a detentores de ações da Companhia, quer sejam ou não residentes no Brasil, está sujeito a imposto de renda na fonte, à alíquota de 15%, observado que alíquota será de 25% se a pessoa que receber os juros for residente em país considerado pela legislação tributária brasileira como paraíso fiscal (i.e. país que não tributa a renda, ou o faz a uma alíquota máxima inferior a 20% ou, ainda, país cuja legislação imponha restrições à divulgação da composição acionária ou da titularidade de investimento).

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia está obrigada a distribuir aos seus acionistas um montante suficiente para assegurar que o valor líquido por eles efetivamente recebido a título de juros sobre o capital próprio, após o pagamento dos impostos pertinentes pela Companhia, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório. Quando a Companhia efetua uma distribuição de juros sobre o capital próprio e esta distribuição não é contabilizada como parte da distribuição obrigatória de dividendos, incidirá o imposto de renda retido na fonte. Até a presente data, todos os pagamentos de juros sobre o capital próprio realizados pela Companhia foram contabilizados como parte da distribuição obrigatória.

Política de Dividendos

A Companhia pretende declarar e pagar dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, conforme estabelecido na Lei das Sociedades por Ações e no Estatuto Social. O Conselho de Administração poderá aprovar a distribuição de dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio, calculados com base nas demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais da Companhia. A declaração de dividendo anual, incluindo dividendos que excedam o dividendo obrigatório, exige aprovação da maioria dos detentores das ações ordinárias. O valor de quaisquer distribuições dependerá de vários fatores, tais como, resultado operacional, condição financeira, necessidades de caixa, perspectivas e projeções e demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. No âmbito do planejamento fiscal, a Companhia poderá, no futuro, continuar distribuindo juros sobre o capital próprio, caso tal política atenda de forma melhor aos seus interesses.

A remuneração dos acionistas efetuadas pela Companhia aos seus acionistas em 2000, 2001, 2002, 2003 e 2004 estão indicadas no quadro abaixo.

	Exercício social encerrado em				
(R$ mil)	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios					
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	162.801	582.274	(183.521)	517.154	775.192
Constituição da reserva legal (5%)	(8.140)	(29.114)	-	(25.857)	(38.760)
Base de cálculo	154.661	553.160	-	491.297	736.432
Dividendos mínimos obrigatórios	38.665	138.290	-	122.824	184.108
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos					
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	-	68.820	-	198.900	216.750
Saldo dos dividendos	136.799	96.300	-	257.297	482.032
Subtotal	-	165.120	-	456.197	698.782
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	-	11.180	-	35.100	38.250
Total	-	176.300	-	491.297	737.032
Dividendos / juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1000 ações (em R$ 1,00):					
Preferenciais classe A	0,301852	0,345021	-	0,773822	0,920260
Preferenciais classe B	0,226389	0,270083	-	0,698884	0,845321
Ordinárias	0,226689	0,270083	-	0,698884	1,070525

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 12 de maio de 2005, aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio, relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de maio de 2005, no valor bruto de R$ 110,0 milhões, correspondente a R$ 0,199740 por lote de mil ações Preferenciais Classe A, R$ 0,168516 por lote de mil ações Preferenciais Classe B e R$ 0,168516 por lote de mil ações Ordinárias, cujo pagamento se iniciou em 8 de julho de 2005.

A Companhia, através de aviso aos acionistas datado de 19 de outubro de 2005, comunicou ao mercado que seu Conselho de Administração, em reunião realizada na mesma data, aprovou: (i) crédito de juros sobre o capital próprio, relativos ao período de 1º de junho a 10 de novembro de 2005, no valor bruto de R$ 122,0 milhões, correspondente a R$ 0,186904 por ação; (ii) distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2005, no valor de R$ 141,0 milhões, correspondente a R$ 0,216012 por ação; e (iii) distribuição de dividendos intermediários, à conta de reservas de lucros existentes em 31 de dezembro de 2004, exceto a legal, no valor de R$ 147,0 milhões (incluído na coluna referente ao ano de 2004 na tabela acima), correspondente a R$0,225204 por ação, sendo que em todos os casos acima descritos o início de pagamento será realizado em 10 de novembro de 2005.

A Companhia através de reunião de seu Conselho de Administração realizada em 14 de novembro de 2005 aprovou a política indicativa de distribuição mínima de dividendos de 55% do seu lucro líquido ajustado para os próximos anos de acordo com a legislação brasileira.

Reservas

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os valores disponíveis para distribuição de dividendos são os valores que correspondem ao lucro líquido, deduzidos de quaisquer parcelas do lucro líquido destinadas à reserva legal e à reserva para contingências.

Reserva Legal. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, a Companhia é obrigada a manter uma reserva legal, à qual deve destinar 5% do seu lucro líquido de cada exercício social até que o valor da reserva alcance o correspondente a 20% do capital social. Não obstante, a Companhia não é obrigada a destinar quaisquer valores à sua reserva legal sempre que o montante desta, somado ao das suas reservas de capital, exceda 30% do seu capital social. Os montantes alocados à reserva legal não podem ser utilizados para fins de distribuição de dividendos. Em 31 de dezembro de 2004, o saldo de reserva legal da Companhia era de R$102,25 milhões, o que corresponde a 4,2% do seu capital social.

Reserva de Lucros a Realizar. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, no exercício social em que o valor do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, considera-se realizada a parcela do lucro líquido do exercício que exceder a soma dos seguintes valores (i) o resultado líquido positivo da equivalência patrimonial; e (ii) o lucro, ganho ou rendimento em operações cujo prazo de realização financeira ocorra após o término do exercício social seguinte.

As quantias constantes da reserva de lucros a realizar devem ser utilizadas para a distribuição do dividendo obrigatório uma vez que tais lucros tenham sido realizados. Em 31 de dezembro de 2004, a Companhia não possuía saldo de reserva de lucros a realizar.

Reserva para Contingências. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, parte do lucro líquido poderá ser destinado a uma reserva para contingências, com a finalidade de compensar a diminuição do lucro decorrente de perdas em exercícios futuros julgadas prováveis, cujo valor possa ser estimado. Qualquer valor assim destinado em exercício anterior deverá ser revertido no exercício social em que a perda que tenha sido prevista, não venha, de fato, a ocorrer. Na hipótese da perda antecipada efetivamente ocorrer, os valores contabilizados como reservas para contingências deverão ser baixados. Em 31 de dezembro de 2004, a Companhia não possuía saldo de reserva para contingências.

Reserva de Retenção de Lucros. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a assembléia-geral poderá, por proposta dos órgãos da Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista no orçamento de capital por ela previamente aprovado ou pela assembléia-geral ordinária que deliberar sobre o balanço do exercício e revisado anualmente, quando tiver duração superior a um exercício social. Em 31 de dezembro de 2004, a Companhia possuía saldo de reserva de retenção de lucros no valor de R$ 147,2 milhões.

DIREITO DE RETIRADA E RESGATE

Qualquer dos acionistas da Companhia que tenha dissentido ou se abstido de votar em determinadas deliberações tomadas em assembléia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirada dos acionistas da Companhia poderá ser exercido em determinadas circunstâncias, dentre as quais:

- redução do dividendo obrigatório da Companhia;
- mudança do seu objeto social;
- incorporação da Companhia por outra sociedade, ou sua fusão; ou
- a participação da Companhia em um grupo de sociedades (conforme definido na Lei das Sociedades por Ações);

A Lei das Sociedades por Ações estabelece, ainda, que a cisão da Companhia ensejará direito de retirada nos casos em que ela ocasionar:

- a mudança do objeto social da Companhia;
- a redução do seu dividendo obrigatório; ou
- a participação da Companhia em um grupo de sociedades (conforme definido na Lei das Sociedades por Ações).

Nos casos de incorporação da Companhia por outra sociedade (i.e. uma operação de incorporação da qual a Companhia seja a sociedade incorporada, e não incorporadora), fusão da Companhia ou participação em grupo de sociedades (conforme definido na Lei das Sociedades por Ações), seus acionistas não terão direito de retirada caso suas ações (i) tenham liquidez, ou seja, integrem o índice geral da BOVESPA ou o índice de qualquer outra bolsa de valores, conforme definido pela CVM; e (ii) tenham dispersão, caracterizada quando o acionista controlador, a sociedade controladora ou outras sociedades sob controle comum detenham menos da metade das ações da espécie ou classe objeto do direito de retirada. : Atualmente, as ações da Companhia não integram índice geral da BOVESPA ou de qualquer outra bolsa de valores.

Os acionistas da Companhia terão direito de retirada em caso de incorporação, fusão, cisão, na qual e a companhia resultante não obtenha o registro de companhia aberta no prazo máximo de 120 dias, contados da data da assembléia geral que aprovou a operação.

O direito de retirada deverá ser exercido no prazo de 30 dias, contado da publicação da ata da assembléia geral que ensejou seu surgimento. Todavia, a Companhia tem o direito de reconsiderar qualquer deliberação que tenha ensejado direito de retirada nos 10 dias subseqüentes ao término do prazo de exercício desse direito, se entender que o pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes colocaria em risco sua estabilidade financeira.

No caso do exercício do direito de retirada, os acionistas terão direito a receber o valor patrimonial de suas ações, com base no último balanço aprovado pela assembléia geral. Se, todavia, a deliberação que ensejou o direito de retirada tiver ocorrido mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, o acionista poderá solicitar levantamento de balanço especial em data que obedeça ao prazo de 60 dias, para avaliação do valor de suas ações. Neste caso, a Companhia deverá pagar imediatamente 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço aprovado por seus acionistas, e o saldo no prazo de 120 dias a contar da data da deliberação da assembléia geral.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia pode resgatar suas ações caso os acionistas aprovem o resgate em uma assembléia geral extraordinária. A determinação das ações a serem resgatadas deverá ser feita mediante sorteio.

REGISTRO DAS AÇÕES DA COMPANHIA

As ações da Companhia são mantidas sob a forma escritural junto ao Banco Itaú S.A. A transferência de ações depende da apresentação de ordem escrita do alienante ou cedente, ou ordem ou autorização judicial para tal transferência.

DIREITO DE PREFERÊNCIA

Os acionistas da Companhia têm, em regra, direito de preferência na subscrição de ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação acionária. Seus acionistas também têm direito de preferência na subscrição de quaisquer debêntures conversíveis, e bônus de subscrição que a Companhia venha a emitir. Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, como regra geral, o prazo mínimo a ser conferido para o exercício do direito de preferência é de 30 dias, contados da publicação do aviso do aumento de capital.

A Lei das Sociedades por Ações permite que o Estatuto Social da Companhia dê ao seu Conselho de Administração o poder de excluir os direitos de preferência ou reduzir o seu prazo de exercício no que respeita à emissão de novas ações, debêntures conversíveis e bônus de subscrição, até o limite do capital social autorizado, se a distribuição de tais títulos for realizada mediante venda em bolsa de valores, ou ainda no âmbito de uma permuta de ações ou de uma oferta pública cuja finalidade seja a aquisição de controle de outra sociedade. O Estatuto Social da Companhia atualmente não tem qualquer disposição neste sentido.

RESTRIÇÕES À REALIZAÇÃO DE DETERMINADAS OPERAÇÕES POR ACIONISTAS CONTROLADORES, CONSELHEIROS, DIRETORES E MEMBROS DO CONSELHO FISCAL

Os acionistas controladores, conselheiros, diretores e membros do conselho fiscal da Companhia (considerados *insiders* para efeito da legislação brasileira) devem se abster de negociar valores mobiliários de sua emissão, inclusive derivativos que tenham por ativo subjacente tais valores mobiliários, nas seguintes condições:

- anteriormente à divulgação ao público de qualquer ato ou fato relevante que diga respeito aos negócios da Companhia;
- no período que anteceder uma operação de fusão, incorporação ou cisão de parte ou da totalidade dos ativos da Companhia, ou sua reorganização;
- durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das demonstrações financeiras trimestrais e anuais da Companhia; ou
- relativamente aos seus acionistas controladores, conselheiros e diretores, na hipótese de a Companhia comprar ou vender ações de sua própria emissão, ou na hipótese de compra ou venda de ações da Companhia por qualquer uma de suas sociedades controladas ou coligadas ou por qualquer outra companhia sob controle comum com a Companhia.

JUÍZO ARBITRAL

As disputas ou controvérsias relacionadas ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado, ao Estatuto Social, às disposições da Lei das Sociedades por Ações, às normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, aos acordos de acionistas arquivados na sede da companhia e às demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral ou delas decorrentes serão resolvidas por meio de arbitragem conduzida junto à Câmara de Arbitragem do Mercado instituída pela BOVESPA, em conformidade com o Regulamento da referida câmara, podendo as partes, nos termos do Capítulo 12 do mesmo Regulamento, escolher de comum acordo outra câmara ou centro de arbitragem para resolver seus litígios. Qualquer acionista adquirente que se torne titular de ações representativas de 5% ou mais do capital social da companhia deverá subscrever termo de anuência ao Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado, no prazo de 30 dias contados da data em que atingir o referido percentual, exceto quando a detenção das ações decorrer de participação do acionista em processo de distribuição pública ou de negociação em bolsa de valores.

CANCELAMENTO DE REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA

O cancelamento do registro de companhia aberta só pode ocorrer caso o controlador ou a própria Companhia realize uma oferta pública de aquisição de todas as ações em circulação, sendo observados os seguintes requisitos:

- que o preço mínimo ofertado seja, obrigatoriamente, o valor econômico apurado mediante utilização de metodologia reconhecida pela CVM ou com base em critérios que venham a ser definidos por esta; e
- que os acionistas titulares de mais de dois terços das ações em circulação tenham concordado expressamente com o cancelamento do registro ou aceitado a oferta pública, sendo que, para tanto, consideram-se ações em circulação apenas aquelas ações cujos titulares tiverem concordado expressamente com o cancelamento do registro ou tiverem se habilitado para o leilão de oferta pública.

Consoante o Regulamento de Listagem do Novo Mercado e os termos do Estatuto Social, o preço mínimo das ações na oferta pública de aquisição de ações a ser efetuada para o cancelamento do registro de companhia aberta deverá corresponder ao valor econômico apurado em laudo de avaliação elaborado por sociedade especializada e independente, com experiência comprovada, que será escolhida pela assembléia geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação ser tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação dos acionistas presentes, não se computando os votos em branco. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo acionista controlador.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o registro de companhia aberta para negociação de ações no mercado somente poderá ser cancelado se a Companhia ou acionista controlador formular oferta pública para adquirir a totalidade das ações em circulação no mercado, por preço justo, ao menos igual ao valor de avaliação de Companhia, apurado com base nos critérios, adotados de forma isolada ou combinada, de patrimônio líquido contábil, de patrimônio líquido avaliado a preço de mercado, de fluxo de caixa descontado, de comparação por múltiplos, de cotação das ações no mercado ou com base em outro critério aceito pela CVM. É assegurada a revisão do valor da oferta, no caso de titulares de no mínimo 10% das ações em circulação no mercado requererem aos administradores que convoquem assembléia especial dos acionistas para deliberar sobre a realização de nova avaliação pelo mesmo ou por outro critério, para efeito de determinação do valor de avaliação da Companhia. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias da divulgação do valor da oferta pública, devidamente fundamentado. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão ressarcir a Companhia pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da oferta. No entanto, caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a oferta pública deverá obrigatoriamente adotar esse maior valor.

Saída do Novo Mercado

A Companhia pode, a qualquer momento, requerer o cancelamento de sua listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em assembléia geral por acionistas que representem a maioria das ações com direito a voto, e desde que a BOVESPA seja informada por escrito com no mínimo 30 dias de antecedência. Tal deliberação deverá especificar se a saída ocorre porque os valores mobiliários pela Companhia emitidos passarão a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou se em razão do cancelamento do registro de companhia aberta. A saída da Companhia do Novo Mercado não implicará a perda da sua condição de companhia aberta registrada na BOVESPA.

No caso de ocorrer a saída da Companhia do Novo Mercado, para que as ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, o acionista controlador deverá realizar oferta pública de aquisição de ações, no prazo de 90 dias, no mínimo pelo valor econômico apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação por sociedade especializada e independente, com experiência comprovada, que será escolhida pela assembléia geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação ser tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação dos acionistas presentes, não se computando os votos em branco. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo acionista controlador.

Na ocorrência da saída da Companhia do Novo Mercado ocorrer em razão de cancelamento de registro de companhia aberta, os acionistas controladores deverão seguir os demais requisitos aplicáveis ao cancelamento de registro.

Na hipótese da saída da Companhia do Novo Mercado ocorrer em razão de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante não seja admitida para negociação no Novo Mercado, os acionistas controladores deverão, no prazo de 120 dias a contar da data em que tiver sido realizada a assembléia geral aprovando a referida reorganização, efetuar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da companhia, no mínimo pelo valor econômico das ações.

Caso o controle da Companhia seja alienado nos 12 meses subseqüentes à saída da Companhia do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o comprador deverão oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo acionista controlador alienante, devidamente atualizado.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, a Companhia não poderá solicitar a listagem de valores mobiliários de emissão da Companhia no Novo Mercado pelo período de dois anos subseqüentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do seu controle após sua saída do Novo Mercado.

Alienação de Controle

De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a alienação do controle 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 se obrigue a concretizar, no prazo máximo de 90 dias, oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas nos mesmos termos e condições concedidas ao controlador alienante.

A oferta pública é exigida, ainda:

- quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia;
- quando, sendo o controlador uma sociedade, o controle de tal sociedade controladora for transferido;
- quando aquele que já detiver ações da Companhia adquirir o seu poder de controle, em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o acionista adquirente estará obrigado a concretizar oferta pública de aquisição de ações pelos mesmos termos e condições oferecidos ao acionista alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos 6 meses anteriores à data da alienação do controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações nesse período, devidamente atualizado.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subseqüentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

AQUISIÇÃO, PELA COMPANHIA, DE AÇÕES DE SUA PRÓPRIA EMISSÃO

O Estatuto Social da Companhia autoriza seu Conselho de Administração a aprovar a compra de ações de sua própria emissão. A decisão de comprar ações de sua própria emissão para manutenção em tesouraria ou cancelamento não pode, dentre outras restrições:

- resultar na redução do capital social da Companhia;
- exigir a utilização de recursos em montante que exceda seus lucros acumulados e reservas disponíveis;
- criar, em decorrência de ações ou omissões, direta ou indiretamente, condições artificiais de oferta, demanda ou condição do preço;
- envolver qualquer prática não eqüitativa;
- ser utilizada para a compra de ações detidas por acionistas controladores da Companhia;
- ter por objeto ações não integralizadas; ou
- ser realizado se estiver em curso oferta pública de aquisição de ações da Companhia.

A Companhia não pode manter em tesouraria mais do que 10% de ações ordinárias de sua própria emissão em circulação no mercado, considerando-se neste limite as ações de sua emissão detidas por suas controladas ou coligadas.

Qualquer compra pela Companhia de ações de sua própria emissão deve ser realizada em bolsa, e não pode ser feita por meio de operações privadas. A Companhia pode também comprar ações de sua própria emissão para deixar de ser uma companhia aberta, por meio de uma oferta pública (OPA), na forma da regulamentação da CVM.

Adicionalmente, a Companhia pode comprar ou emitir opções de compra ou de venda relacionadas às ações de sua própria emissão.

DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES

A Companhia deve atender às exigências relativas a divulgação previstas na Lei das Sociedades por Ações e nos normativos expedidos pela CVM.

Divulgação de informações eventuais e periódicas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários estabelece que uma companhia aberta deve fornecer à CVM e à BOVESPA determinadas informações periódicas, que incluem as informações anuais, as informações trimestrais e os relatórios trimestrais da administração e dos auditores independentes. Esta regulamentação prevê também a obrigação de a Companhia arquivar junto à CVM e à BOVESPA acordos de acionistas e editais de convocação de assembléias gerais, bem como as atas destas assembléias.

Divulgação de Negociação por Detentores de Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários e o Regulamento do Novo Mercado da BOVESPA exigem que os acionistas controladores e administradores da Companhia, bem como membros do seu conselho fiscal e de qualquer outro órgão técnico ou consultivo, divulguem à Companhia, à CVM e à BOVESPA o número e o tipo de valores mobiliários emitidos pela Companhia, por suas subsidiárias e por suas controladoras de que tais pessoas ou pessoas a elas intimamente relacionadas sejam titulares, bem como quaisquer alterações de suas respectivas participações societárias. As informações acerca da aquisição de valores mobiliários (valor, preço e data de aquisição) deverão ser fornecidas à Companhia no prazo de 10 dias a contar do encerramento do mês em que foram adquiridas.

Divulgação de Fatos Relevantes

Nos termos da legislação brasileira sobre valores mobiliários, a Companhia deve divulgar qualquer fato relevante relacionado às suas atividades à CVM e à BOVESPA, mediante publicação de aviso de tais fatos relevantes. Um fato será considerado relevante sempre que causar impacto significativo sobre o preço dos valores mobiliários da Companhia, a decisão dos investidores de negociá-los ou a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos na qualidade de detentores de quaisquer dos valores mobiliários da Companhia. Em circunstâncias especiais, a Companhia poderá apresentar à CVM pedido de tratamento confidencial relativamente a certos fatos relevantes.

NEGOCIAÇÃO EM BOLSAS DE VALORES

As Ações da Companhia serão negociadas no segmento Novo Mercado da BOVESPA, uma entidade sem fins lucrativos, de propriedade das corretoras que dela são membros. As negociações na BOVESPA são realizadas pelas suas corretoras. A CVM e a BOVESPA possuem autoridade para, discricionariamente, suspender as negociações das ações de emissão de uma companhia aberta específica em determinadas circunstâncias.

A liquidação das operações realizadas na BOVESPA ocorre três dias úteis após a data da negociação. A entrega e o pagamento das ações são realizados por intermédio de câmara de compensação independente. A câmara de compensação da BOVESPA é a CBLC. A CBLC é contraparte central garantidora das operações realizadas na BOVESPA, realizando a compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para as movimentações de títulos. Segundo o Regulamento da CBLC, a liquidação financeira é realizada através do Sistema de Transferência de Reservas do Banco Central. A movimentação de títulos é realizada no sistema de custódia da CBLC. Tanto as entregas quanto os pagamentos têm caráter final e irrevogável.

3. ANEXOS

- Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto
- Estatuto Social
- Informações Anuais relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2004

DECLARAÇÃO

Suez Energy South America Participações Ltda., sociedade limitada com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, 14º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.370.013/0001-15, neste ato representada na forma de seu contrato social (o "Acionista Vendedor"), no âmbito da oferta pública secundária de 66.000.000 ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Tractebel Energia S.A. ("Oferta" e "Companhia"), sendo 50.000.000 das ações objeto da Oferta de sua titularidade ("Ações"), as quais se encontram livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, oferta pública esta a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, em conformidade com a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), e, ainda, com esforços de venda no exterior, com base nas isenções de registro previstas pela *Regulation S* e pela *Rule 144A*, ambas do *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400, declarar o quanto segue:

Considerando que:

(i) o Acionista Vendedor constituiu assessores legais para auxiliá-lo na Oferta;

(ii) para a realização da Oferta foi efetuada *due diligence* na Companhia, iniciada em setembro de 2005, a qual prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo;

(iii) foram disponibilizados pela Companhia os documentos relevantes para a Oferta;

(iv) além dos documentos acima mencionados, foram solicitados pelo Acionista Vendedor documentos e informações adicionais relativos à Companhia; e

(v) a Companhia participou na elaboração deste Prospecto e participará na elaboração do Prospecto Definitivo diretamente e através de seus próprios assessores legais;

o Acionista Vendedor declara que (i) o Prospecto Preliminar contém, e o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e foram elaborados de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400; e (ii) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes.

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2005.

Nome: PATRICK DIETZ
Cargo: PROCURADOR

Nome: MAURICIO BAHR
Cargo: DIRETOR

BNDES

DECLARAÇÃO

A BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, sociedade por ações, subsidiária integral do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, com sede em Brasília, Distrito Federal e escritório de serviços e domicílio fiscal na Avenida República do Chile, nº 100, parte, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ sob o nº 00.383.281/0001-09, neste ato representada na forma de seu estatuto social ("BNDESPAR"), no âmbito da oferta pública secundária de 66.000.000 de ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Tractebel Energia S.A. ("Oferta" e "Companhia"), sendo 16.000.000 de ações objeto da Oferta e 2.400.000 ações objeto de Opção de Lote Suplementar, de sua titularidade ("Ações"), as quais se encontram livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, oferta pública esta a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, em conformidade com a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), e, ainda, com esforços de venda no exterior, com base nas isenções de registro previstas pela *Regulation S* e pela *Rule 144A*, ambas do *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400, declarar o quanto segue:

Considerando que:

(i) a BNDESPAR não é acionista controladora da Companhia;

(ii) para a realização da Oferta foi efetuada *due diligence* na Companhia, iniciada em setembro de 2005, a qual prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo;

(iii) foram disponibilizados pela Companhia os documentos relevantes para a Oferta; e

(iv) a Companhia participou na elaboração deste Prospecto e participará na elaboração do Prospecto Definitivo diretamente e através de seus próprios assessores legais;

a BNDESPAR declara que (i) o Prospecto Preliminar contém, e o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e foram elaborados de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400; e (ii) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes.

Rio de Janeiro, 14 de novembro de 2005.

Nome: DEMIAN FIOCCA
Cargo: Diretor-Superintendente
BNDESPAR

Nome: Mauricio Borges Lemos
Cargo: Diretor

Tullo Romano dos Santos
Gerente
AMC/DEJUMC

Márcia Alba Almeida
Advogada
AMC/DEJUMC

DECLARAÇÃO

BANCO UBS S.A., instituição financeira com escritório na Cidade de São Paulo, na Av. Juscelino Kubitschek, 50, 6º andar, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob o nº 30.131.502/0003-84, neste ato legalmente representada na forma de seu estatuto social, na qualidade de coordenador líder ("Coordenador Líder") da oferta pública secundária de 66.000.000 ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Tractebel Energia S.A. ("Companhia") e de titularidade de Suez Energy South America Participações Ltda. ("SESA") e da BNDES Participações S.A. ("BNDESPAR", e em conjunto com a SESA, "Acionistas Vendedores" e "Ações"), a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, em conformidade com a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), e, ainda, com esforços de venda das Ações de titularidade da SESA no exterior, com base nas isenções de registro previstas pela *Regulation S* e pela *Rule 144A*, ambas do Securities Act de 1933 dos Estados Unidos da América ("Oferta"), vem, nos termos da Instrução CVM 400, declarar o que segue:

"Considerando que:

(i) o Coordenador Líder constituiu assessores legais para auxiliá-lo na Oferta;

(ii) tendo em vista que no âmbito da Oferta, foi efetuada *due diligence* na Companhia, iniciada em setembro de 2005, a qual prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo;

(iii) foram disponibilizados pela Companhia os documentos relevantes para a Oferta;

(iv) além dos documentos acima mencionados, foram solicitados pelo Coordenador Líder documentos e informações adicionais relativos à Companhia; e

(v) a Companhia participou na elaboração deste Prospecto e participará na elaboração do Prospecto Definitivo diretamente e através de seus próprios assessores legais.

o Coordenador Líder declara que (i) o Prospecto Preliminar contém, e o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e foram elaborados de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400; e (ii) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes."

Em conformidade com o artigo 56 e seus parágrafos 1° e 3°, da Instrução CVM 400, a declaração prestada pelo Coordenador Líder e a extensão da responsabilidade por ele assumida por conta desta declaração, está limitada pelos pressupostos acima.

São Paulo, 14 de novembro de 2005

Nome: ALEXANDRE BETTAMIO
Cargo: MANAGING DIRECTOR

Nome: LEONARDO DUARTE RIBEIRO MOTA
Cargo: PROCURADOR

ESTATUTO SOCIAL DA TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CAPÍTULO I – Da Denominação, Organização, Sede, Duração e Objeto

Art. 1.º – A TRACTEBEL ENERGIA S.A. é uma sociedade anônima que se rege pelo presente Estatuto, pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e pelas demais Leis e Regulamentos que lhe forem aplicáveis.

Parágrafo único – Com a admissão da Companhia no Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA, sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal às disposições do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

Art. 2.º – A Companhia tem sede e foro na cidade de Florianópolis, Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, 366, Centro, podendo criar sucursais, filiais, agências e escritórios no País e no exterior.

Art. 3.º – A Companhia tem prazo de duração indeterminado.

Art. 4.º – A Companhia tem por objeto social:

I – realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades;

II – participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos;

III – contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados;

IV – participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados;

V – participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica;

VI – colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades;

VII – colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e

VIII – participar, como sócio, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

CAPÍTULO II – Do Capital e das Ações

Art. 5º – O Capital Social subscrito da Companhia é de R$ 2.445.766.091,90 (dois bilhões, quatrocentos e quarenta e cinco milhões, setecentos e sessenta e seis mil, noventa e um reais e noventa centavos) dividido em 652.742.192 (seiscentas e cinqüenta e duas milhões, setecentas e quarenta e duas mil, cento e noventa e duas) ações, todas ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

§ **1º** – As ações de emissão da Companhia poderão ser mantidas em contas de depósito em nome dos respectivos titulares, sob o regime escritural, sem emissão de certificados, em instituição financeira designada pelo Conselho de Administração.

§ **2º** – Sempre que houver transferência de propriedade de ações, a instituição financeira depositária poderá cobrar, do acionista alienante, o custo concernente ao serviço de tal transferência, observados os limites máximos fixados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

§ **3º** – É vedado à Companhia emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

Art. 6.º – A Companhia poderá emitir debêntures simples ou conversíveis em ações.

Art. 7.º – Os aumentos de capital da Companhia serão realizados mediante subscrição pública ou particular de ações, por conversão de debêntures ou incorporação de reservas, capitalizando-se os recursos através das modalidades admitidas em lei, e a integralização das ações obedecerá às normas e condições estabelecidas pelo seu Conselho de Administração.

Parágrafo único – O acionista que não fizer o pagamento de acordo com as normas e condições a que se refere o presente artigo, ficará, de pleno direito, constituído em mora, aplicando-se atualização monetária, juros de 12% (doze por cento) ao ano e multa de 10% (dez por cento) sobre o valor da prestação vencida.

Art. 8º – A Companhia está autorizada a, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000.000,00 (cinco bilhões de reais).

§ **1.º** – Além das outras condições referentes à emissão de novas ações, caberá ao Conselho de Administração determinar o preço de emissão e o prazo de integralização das ações subscritas.

§ **2º** – O Conselho de Administração poderá aprovar a emissão de novas ações sem direito de preferência para os antigos acionistas se a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta pública de aquisição de controle.

Art. 9.º – A Companhia poderá emitir títulos unitários ou múltiplos de ações. Os grupamentos ou desdobramentos serão feitos a pedido do acionista correndo por sua conta as despesas com a substituição dos títulos.

Parágrafo único – Os serviços de conversão, transferência e desdobramento de ações poderão ser transitoriamente suspensos, observadas as normas e limitações estabelecidas na legislação em vigor.

CAPÍTULO III – Das Assembléias Gerais

Art. 10 – A Assembléia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social, em dia e hora previamente fixados, para:

I – tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

II – deliberar sobre a destinação do Lucro Líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e

III – eleger os membros do Conselho Fiscal e, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração.

Art. 11 – A Assembléia Geral reunir-se-á extraordinariamente, sempre que necessário, observadas, em sua convocação, instalação e deliberações, as prescrições legais e estatutárias pertinentes.

Art. 12 – A mesa que dirigirá os trabalhos da Assembléia Geral será constituída pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência ou impedimento, por quem a assembléia escolher, e por um secretário, escolhido dentre os presentes.

Art. 13 – O Edital de Convocação poderá condicionar a presença do acionista na Assembléia Geral ao cumprimento dos requisitos previstos em lei, devendo, para tanto, apresentar documento que comprove sua qualidade de acionista, podendo o depósito de tais documentos ser exigido com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembléia.

Parágrafo único – Além das matérias que são de sua competência previstas em lei e no presente Estatuto, competirá também à Assembléia Geral Extraordinária aprovar:

I – o cancelamento do registro de companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM;

II – a saída do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA;

III – a escolha da empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII deste Estatuto, dentre as empresas apontadas pelo Conselho de Administração; e

IV – planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas.

CAPÍTULO IV – Da Administração

Art. 14 – A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva.

Art. 15 – A Assembléia Geral fixará a remuneração dos administradores. Se a remuneração for estabelecida de forma global, o Conselho de Administração deverá deliberar sobre o seu rateio entre os seus membros e os Diretores.

CAPÍTULO V – Do Conselho de Administração

Art. 16 – O Conselho de Administração será composto de no mínimo 5 (cinco) e no máximo 7 (sete) membros, sendo um o Presidente do Conselho e outro o Vice-Presidente, escolhidos pelos acionistas, na forma da lei, com mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição.

§ 1º – Um dos membros do Conselho de Administração será eleito pelos empregados em votação direta organizada pela Companhia, devendo o nome ser homologado pelos acionistas em Assembléia Geral.

§ 2º – Em ocorrendo a vacância no Conselho de Administração, o substituto será nomeado pelos Conselheiros remanescentes e servirá até a próxima Assembléia Geral. No caso de ocorrer vacância na maioria dos cargos, a Assembléia Geral será convocada para proceder à nova eleição.

§ 3º – Os membros do Conselho de Administração serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas do Conselho de Administração, bem como do Termo de Anuência dos Administradores previsto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

Art. 17 – O Conselho de Administração reunir-se-á, de ordinário, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia exigir, mediante convocação na forma deste Estatuto.

Art. 18 – As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas pelo seu Presidente ou por membros que representem, no mínimo, 1/3 (um terço) dos seus membros, ficando dispensada a convocação na hipótese de comparecerem todos os membros. O Conselho de Administração deliberará por maioria de votos, cabendo ao seu Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Art. 19 – O Conselho de Administração terá as seguintes atribuições:

I – fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

II – eleger e destituir os Diretores e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto neste Estatuto;

III – fiscalizar a gestão dos Diretores;

IV – estabelecer limites e alçadas para a representação da Companhia por procuradores;

V – convocar a Assembléia Geral;

VI – manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;

VII – aprovar o valor global do orçamento anual da Companhia;

VIII – aprovar a celebração de contratos e a assunção de obrigações de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

IX – propor à Assembléia Geral a emissão de debêntures cujas condições não se enquadrem no âmbito de sua competência originária;

X – deliberar sobre a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real e sobre as condições que, na forma da lei, lhe forem delegadas pela Assembléia Geral;

XI – aprovar a concessão de garantia ou aval a terceiros;

XII – aprovar a alienação ou oneração de bens do ativo permanente da Companhia de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

XIII – deliberar sobre a aquisição e a alienação de ações de emissão da Companhia, fixando-lhes preço e condições;

XIV – deliberar sobre a emissão de novas ações, o preço de emissão e as demais condições de tais emissões, observado o que dispuser este Estatuto;

XV – deliberar, nos casos previstos neste Estatuto, sobre a elaboração de demonstrações financeiras semestrais, ou em períodos menores, e a distribuição de dividendos intermediários ou à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como sobre o crédito ou pagamento de juros sobre o capital próprio;

XVI – deliberar sobre a emissão de notas promissórias comerciais (commercial papers), bem como a emissão de bônus de subscrição;

XVII – definir lista tríplice de empresas especializadas para determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII deste Estatuto;

XVIII – escolher e destituir os auditores independentes;

XIX – aprovar o Regulamento Interno da Companhia; e

XX – deliberar sobre os casos omissos no Estatuto.

Art. 20 – Nas suas ausências ou impedimentos, o Presidente do Conselho será substituído pelo Vice-Presidente.

CAPÍTULO VI – Da Diretoria Executiva

Art. 21 – A Diretoria Executiva da Companhia será composta de 7 (sete) membros eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição.

§ 1º – As atribuições e poderes dos membros da Diretoria Executiva serão fixados pelo Conselho de Administração, o qual deverá, obrigatoriamente, designar um Diretor Presidente e um Diretor de Relações com Investidores.

§ 2º – Os membros da Diretoria Executiva serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões da Diretoria Executiva, bem como do Termo de Anuência do Administradores previsto no Regulamento de listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

Art. 22 – A Diretoria reunir-se-á, de ordinário, pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia o exigir, mediante convocação na forma deste Estatuto.

Art. 23 – As reuniões da Diretoria Executiva serão convocadas pelo Diretor Presidente ou por 2 (dois) Diretores, ficando dispensada a convocação na hipótese de comparecerem todos os seus membros. A Diretoria Executiva deliberará por maioria de votos, cabendo ao Diretor Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Art. 24 – Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado este Estatuto e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

§ 1º – No exercício de suas atribuições, cabe à Diretoria Executiva:

I – elaborar as demonstrações financeiras e o relatório da administração, quando for o caso;

II – elaborar o Regulamento Interno da Companhia e submetê-lo à aprovação do Conselho de Administração;

III – elaborar o orçamento anual da Companhia; e

IV – aprovar qualquer revisão do orçamento anual aprovado, observado o valor global aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 2º – Ao Diretor-Presidente compete, privativamente:

I – Presidir as reuniões da Diretoria;

II – coordenar e orientar as atividades de todos os demais diretores, nas suas respectivas áreas de competência;

III – atribuir, a qualquer dos diretores, atividades e tarefas especiais, independentemente daquelas que lhes couber ordinariamente; e

IV – zelar pela execução das deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria.

Art. 25 – No caso de impedimento temporário, licença ou férias de qualquer Diretor, a Diretoria indicará um Diretor para acumular as suas funções.

Art. 26 – No caso de vacância, a Diretoria designará um Diretor para acumular as funções do cargo vago, até a realização da primeira reunião do Conselho de Administração, quando será preenchido o cargo, pelo prazo que restava ao Diretor substituído.

Art. 27 – A Companhia ficará obrigada pela assinatura conjunta de dois Diretores, observado, no entanto, o disposto nos §§ seguintes.

§ 1.º – Os Diretores poderão nomear procuradores para representarem a Companhia, agindo sempre em conjunto com um diretor ou outro procurador com bastante poderes ou, ainda, agindo isoladamente.

§ 2.º – As procurações da Companhia deverão ser outorgadas por 2 (dois) Diretores e deverão especificar os poderes outorgados e o prazo de duração do mandato, ressalvadas as procurações para representação da Companhia em processos administrativos e judiciais, que poderão ter prazo indeterminado.

CAPÍTULO VII – Do Comitê Estratégico

Art. 28 – A Companhia poderá ter um comitê estratégico, que será um órgão consultivo da administração, com funções de opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria nos assuntos que lhe sejam submetidos. O Comitê Estratégico será composto de até 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no País ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração, que fixará a remuneração de seus membros, e seu funcionamento será regido pelo Regulamento Interno da Companhia.

CAPÍTULO VIII – Do Conselho Fiscal

Art. 29 – O Conselho Fiscal não terá funcionamento permanente, instalando-se somente a pedido dos acionistas, na forma da lei, sendo constituído de 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e igual número de suplentes, com mandato de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos. A Assembléia Geral que vier a eleger o Conselho Fiscal, caberá fixar a respectiva remuneração, observado o mínimo legal.

Parágrafo único – Os membros do Conselho Fiscal serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões do Conselho Fiscal, bem como do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo.

CAPÍTULO IX – Do Exercício Social e Demonstrações Financeiras

Art. 30 – O exercício social encerrar-se-á a 31 de dezembro de cada ano e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA e as disposições legais aplicáveis.

§ 1º – Em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembléia Geral.

§ 2º – A Companhia poderá levantar demonstrações financeiras a 30 de junho de cada ano, podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos com base nas mesmas.

§ 3º – A Companhia poderá elaborar demonstrações financeiras e distribuir dividendos em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1.º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações.

§ 4º – O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

§ 5º – A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios.

Art. 31 – Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.

CAPÍTULO X – Da Alienação de Controle

Art. 32 – A alienação do controle da Companhia para terceiros, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, somente poderá ser contratada, sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o terceiro adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas da Companhia, no prazo máximo de 90 dias, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, e observando-se, no mais, os procedimentos estabelecidos pela Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA e pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Parágrafo único – A oferta pública referida no caput deste artigo será exigida, ainda, 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, 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 anexar documentação que comprove esse valor.

Art. 33 – A oferta pública prevista no caput do artigo 32 também aplicar-se-á caso o adquirente do controle já seja acionista da Companhia, e venha, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, a adquirir seu controle acionário. Nesta hipótese, o adquirente deverá ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data de alienação do controle acionário, 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.

Art. 34 – A Companhia não registrará qualquer transferência de ações:

I – para o(s) acionista(s) que vier(em) a deter o poder de controle, enquanto esse(s) acionista(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores ao Regulamento do Novo Mercado, bem como o Termo de Anuência ao Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado; e

II – para o nome de acionista que se tornar titular de 5% ou mais das ações representativas do capital da Companhia enquanto esse acionista não subscrever o Termo de Anuência ao Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado, dispensada a subscrição do referido termo quando a detenção das ações decorrer de participação do acionista em processo de distribuição pública ou de negociação em bolsa de valores.

Parágrafo único – Da mesma forma, nenhum Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle poderá ser registrado na sede da Companhia sem que os seus signatários tenham subscrito os Termos de Anuência referidos no inciso I.

CAPITULO XI – Do Cancelamento de Registro de Companhia Aberta

Art. 35 – Sem prejuízo das disposições legais e regulamentares, o cancelamento de registro da Companhia como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM deverá ser precedido de oferta pública de aquisição de ações, que deverá ter como preço, no mínimo, obrigatoriamente, o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado em laudo de avaliação por empresa especializada, mediante a utilização do valor econômico das ações como critério de apuração, por meio de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A escolha da empresa especializada dar-se-á na forma do artigo 37 deste Estatuto.

§ 1º – Obedecidos os demais termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever também a permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

§ 2º – O cancelamento deverá ser precedido de Assembléia Geral Extraordinária em que se delibere especificamente sobre tal cancelamento.

Art. 36 – Caso o laudo de avaliação a que se refere o Artigo 35 não esteja pronto até a Assembléia Geral Extraordinária convocada para deliberar sobre o cancelamento do registro de companhia aberta, o acionista controlador, ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia, deverá informar nessa assembléia o valor por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

§ 1º – A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 35 não seja superior ao valor divulgado pelo acionista controlador, ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia, na assembléia referida no caput deste artigo.

§ 2º – Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo acionista ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle, a deliberação referida no caput deste artigo ficará automaticamente cancelada, devendo ser dada ampla divulgação desse fato ao mercado, exceto se o acionista que detiver o poder de controle concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação.

Art. 37 – O laudo de avaliação deverá ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou acionista controlador, bem como satisfazer os demais requisitos legais.

§ 1º – A escolha da empresa especializada é de competência privativa da assembléia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação ser tomada por maioria absoluta dos votos das ações em circulação, não se computando os votos em branco.

§ 2º – Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo acionista ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle.

CAPÍTULO XII – Da Saída do Novo Mercado

Art. 38 – Caso os acionistas da Companhia reunidos em Assembléia Geral Extraordinária deliberem a saída da Companhia do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA, o acionista, ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia, deverá efetivar uma oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas, pelo valor econômico das ações apurado em laudo de avaliação, (i) no prazo de 90 (noventa) dias, caso a saída do Novo Mercado ocorra para que as ações sejam registradas para negociação fora do Novo Mercado, ou (ii) no prazo de 120 (cento e vinte dias) contado da data da Assembléia Geral dos acionistas da Companhia que aprovar a operação de reorganização societária, na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado.

Parágrafo Único – A oferta pública prevista neste artigo observará, no que for cabível, o disposto nos artigos 35, 36 e 37 acima.

CAPÍTULO XIII – Do Juízo Arbitral

Art. 39 – 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 decorrente, em especial, da aplicação, validade, eficácia, violação e interpretação das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, 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 de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem e do Contrato de Participação do Novo Mercado.

CAPÍTULO XIV – Das Disposições Gerais

Art. 40 – A participação nos lucros ou resultados, desvinculada da remuneração, poderá ser paga aos empregados, após manifestação da Assembléia Geral Ordinária, em consonância com a legislação pertinente.

Art. 41 – As disposições previstas no parágrafo único do Art. 1º, no parágrafo único do Art. 13, no parágrafo 3º do Art. 16, no inciso XVII do Art. 19, no parágrafo 2º do Art. 21, no parágrafo único do Art. 29, no Art. 30, nos Arts. 32 a 39 somente terão eficácia a partir da data da assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado pela Companhia e a Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

Reapresentação Espontânea

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA , SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
017329	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02474103000119

4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL
TRACTEBEL ENERGIA

5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR
CENTRAIS GERADORAS DO SUL DO BRASIL.S.A.

6 - NIRE
42300024384

7 - SITE
www.tractebelenergia.com.br

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO	2 - BAIRRO OU DISTRITO
RUA: ANTÔNIO DIB MUSSI, Nº 366	CENTRO

3 - CEP	4 - MUNICÍPIO	5 - UF
88015-110	FLORIANÓPOLIS	SC

6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX
048	3221-7016	-	-	

11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX	
048	3221-7015	-	-	

15 - E-MAIL
mantuano@tractebelenergia.com.br

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

ATENDIMENTO NA EMPRESA

1 - NOME
PAULO MAURÍCIO MANTUANO DE LIMA

2 - CARGO
GERENTE DE DEPARTAMENTO

3 - ENDEREÇO COMPLETO	4 - BAIRRO OU DISTRITO
RUA ANTÔNIO DIB MUSSI, 366	CENTRO

5 - CEP	6 - MUNICÍPIO	7 - UF
88015-110	FLORIANÓPOLIS	SC

8 - DDD	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEFONE	12 - TELEX
48	3221-7016	-	-	

13 - DDD	14 - FAX	15 - FAX	16 - FAX	
48	3221-7015	-	-	

17 - E-MAIL
mantuano@tractebelenergia.com.br

AGENTE EMISSOR / INSTITUIÇÃO FINANCEIRA DEPOSITÁRIA

18 - NOME
BANCO ITAÚ S.A.

19 - CONTATO
JOÃO PAULO EUVALDO

20 - ENDEREÇO COMPLETO	21 - BAIRRO OU DISTRITO
AV. ENG. ARMANDO DE ARRUDA PEREIRA, 707 - 9º ANDAR	CONCEIÇÃO

22 - CEP	23 - MUNICÍPIO	24 - UF
04344-902	SÃO PAULO	SP

25 - DDD	26 - TELEFONE	27 - TELEFONE	28 - TELEFONE	29 - TELEX
11	5029-1812	-	-	

30 - DDD	31 - FAX	32 - FAX	33 - FAX	
	-	-	-	

34 - E-MAIL
joao.euvaldo@itau.com.br

Reapresentação Espontânea

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

35 - ITEM	36 - MUNICÍPIO	37- UF	38 - DDD	39 - TELEFONE	40 - TELEFONE
01	Rio de Janeiro	RJ	21	2508-8086	2202-2593
02	São Paulo	SP	11	3247-3139	3247-3138
03	Belo Horizonte	MG	31	3249-3524	3249-3534
04	Porto Alegre	RS	51	3210-9150	3210-9151

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME				
MARC VERSTRAETE				
2 - ENDEREÇO COMPLETO			3 - BAIRRO OU DISTRITO	
RUA: ANTÔNIO DIB MUSSI, Nº 366			CENTRO	
4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
88015-110	FLORIANÓPOLIS			SC
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX
048	3221-7060	-	-	
12 - DDD	13 - FAX	14 - FAX	15 - FAX	
048	3221-7002	-	-	
16 - E-MAIL				
marc@tractebelenergia.com.br				
17 - DIRETOR BRASILEIRO	18 - CPF	18 - PASSAPORTE		
NÃO	009.031.889-70	EB 796635/2345		

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL
01/01/2004	31/12/2004

3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO	4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO
01/01/2005	31/12/2005

5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	6 - CÓDIGO CVM
TREVISAN AUDITORES INDEPENDENTES	00210-0
7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	8 - CPF DO RESP. TÉCNICO
PAULO RICARDO PINTO ALANIZ	369.375.330-04

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO

[ ] BVBAAL	[ ] BVMESB	[ ] BVPR	[ ] BVRJ	[ ] BVST
[ ] BVES	[ ] BVPP	[ ] BVRG	[X] BOVESPA	

2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO Bolsa
3 - TIPO DE SITUAÇÃO Operacional
4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE 112 - Energia elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Reapresentação Espontânea

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO
Privada Nacional

2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA.

X	Ações		Certificado de Recebíveis Imobiliários (CRI)
	Debêntures Conversíveis em Ações		Notas Promissórias (NP)
	Ações Resgatáveis		BDR
	Partes Beneficiárias		Outros
X	Debêntures Simples	DESCRIÇÃO	
	Bônus de Subscrição		
	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.
08/03/2005	06/05/2005
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs.	4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
23/03/2005	22/03/2005

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	DIÁRIO CATARINENSE	SC
02	DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO DE SC	SC
03	VALOR ECONÔMICO	SP

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
28/10/2005	

Reapresentação Espontânea

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
01	SUEZ ENERGY SOUTH AMERICA PARTIC. LTDA.	17/08/2005

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
0101	SUEZ-TRACTEBEL S.A.		BELGA	

6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.
668.322.228	99,99	0	0,00	668.322.228	99,99	17/08/2005

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
0102	TELFIN S.A.		BELGA	

6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.
1	0,01	0	0,00	1	0,01	17/08/2005

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
0199	TOTAL			

6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.
668.322.229	100,00	0	0,00	668.322.229	100,00	

Reapresentação Espontânea

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
0101	SUEZ-TRACTEBEL S.A.	17/08/2005

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.	

Reapresentação Espontânea

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
0102	TELFIN S.A.	17/08/2005

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.	

Reapresentação Espontânea

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
02	BANCO CLÁSSICO S.A.	17/08/2005

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
0201	JOSÉ JOÃO ABDALA FILHO	245.730.788-00	BRASILEIRA	

6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.
745.685.582	99,99	0	0,00	745.685.582	99,99	

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
0202	JOSÉ PAIS RANGEL	239.775.667-68	BRASILEIRA	

6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.
1.019	0,01	0	0,00	1.019	0,01	

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
0299	TOTAL			

6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.
745.686.601	100,00	0	0,00	745.686.601	100,00	

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

- Balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia S.A., levantados em 31 de dezembro de 2004 e 31 de dezembro de 2003, e demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de 2003 e de 2002, elaboradas especialmente para fins da presente Oferta e respectivo parecer dos auditores independentes
- Demonstrações Financeiras da Tractebel Energia S.A. relativas aos períodos encerrados em 30 de setembro de 2004 e de 2005 elaboradas especialmente para fins da presente Oferta e respectivo relatório de revisão especial dos auditores independentes

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

DOS

EXERCÍCIOS DE 2004, 2003 E 2002

TRACTEBEL ENERGIA S. A.

DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

U. O. CONTABILIDADE – DCO

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	2004	2003
CIRCULANTE		
Numerário disponível	7.710	6.357
Títulos e valores mobiliários	651.704	340.688
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(17.427)	-
Recursos vinculados a pagamento de obrigações	-	27.203
Consumidores, concessionárias e permissionárias	412.272	398.625
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(131.625)	(143.720)
Adiantamentos a Fornecedores	8.849	33.226
Créditos da conta consumo de combustível – CCC/CDE	35.538	23.766
Alienações, serviços em curso e dispêndios a reembolsar	8.050	10.229
Tributos e contribuições sociais a recuperar	107.684	22.061
(-) Provisão para perdas na recuperação de crédito de ICMS	(32.977)	-
Ativo fiscal diferido	98.173	122.329
Almoxarifado	13.610	13.426
Despesas pagas antecipadamente	5.800	52.528
Outros	26.053	18.331
	1.193.414	**925.049**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO		
Concessionárias e permissionárias	14.920	23.246
Devedores diversos	16.572	-
Títulos e valores mobiliários	35.550	-
Adiantamentos a fornecedores	-	2.357
Tributos e contribuições sociais a recuperar	8.684	30.381
Cauções e depósitos vinculados	53.536	63.293
Depósitos judiciais	26.050	23.195
Alienação de bens e direitos	29.303	-
Ativo fiscal diferido	186.643	191.847
Despesas pagas antecipadamente	-	3.668
Outros	483	483
	371.741	**338.470**
PERMANENTE		
Investimentos	50.365	56.861
Imobilizado	4.536.430	4.748.995
Diferido	53.202	62.934
	4.639.997	**4.868.790**
TOTAL DO ATIVO	**6.205.152**	**6.132.309**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

PASSIVO

	2004	2003
CIRCULANTE		
Fornecedores	117.286	88.508
Dividendos e juros sobre o capital próprio	553.045	441.203
Empréstimos e financiamentos	265.410	245.306
Encargos de empréstimos e financiamentos	12.302	13.191
Debêntures	18.599	15.814
Encargos de debêntures	4.761	5.423
Tributos e contribuições sociais correntes	74.897	15.913
Tributos e contribuições sociais parcelados	979	1.307
Adiantamentos de clientes	-	19.094
Obrigações estimadas	36.540	83.878
Provisão para contingências	731	13.010
Benefícios pós-emprego	51.619	43.722
Passivo fiscal diferido	39.616	48.603
Operações com derivativos	28.002	-
Outros	29.470	19.437
	1.233.257	**1.054.409**
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Empréstimos e financiamentos	1.539.409	1.859.455
Debêntures	153.619	166.100
Tributos e contribuições sociais parcelados	7.016	7.738
Obrigações estimadas	17.333	23.002
Provisões para contingências	108.637	83.889
Concessões a pagar	160.417	131.232
Benefícios pós-emprego	198.508	200.379
Outros	-	4.309
	2.184.939	**2.476.104**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	249.495	64.335
	2.786.956	**2.601.796**
TOTAL DO PASSIVO	**6.205.152**	**6.132.309**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	2004	2003	2002
RECEITAS OPERACIONAIS BRUTAS			
Fornecimento de energia elétrica	372.743	237.612	47.613
Suprimento de energia elétrica	1.986.055	1.476.912	1.162.351
Subvenção combustível – CCC/CDE	286.194	226.856	216.294
Serviço prestado	4.687	4.210	3.784
Venda de cinzas	10.393	6.746	4.382
Outras receitas	1.738	443	2.747
	2.661.810	**1.952.779**	**1.437.171**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL			
Impostos e contribuições sobre a receita	(185.550)	(116.586)	(57.702)
Venda de cinzas líquidas de impostos – CCC/CDE	(6.329)	(5.257)	(3.630)
Repasse de receita de energia de antecipação	-	-	(564)
	(191.879)	**(121.843)**	**(61.896)**
RECEITAS LÍQUIDAS DE VENDAS E SERVIÇOS	**2.469.931**	**1.830.936**	**1.375.275**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS			
Energia elétrica comprada para revenda	(302.956)	(250.858)	(146.211)
Custo de produção de energia elétrica	(790.329)	(621.460)	(713.215)
Custo dos serviços prestados	(8.561)	(7.267)	(6.783)
	(1.101.846)	**(879.585)**	**(866.209)**
LUCRO BRUTO	**1.368.085**	**951.351**	**509.066**
DESPESAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas	(133.412)	(215.002)	(29.164)
Despesas gerais e administrativas	(187.301)	(35.834)	(97.537)
	(320.713)	**(250.836)**	**(126.701)**
Resultado do serviço	**1.047.372**	**700.515**	**382.365**
Resultado de participações societárias			
Equivalência patrimonial	-	(254)	-
Amortização de ágio	(6.746)	(6.746)	(2.288)
	(6.746)	**(7.000)**	**(2.288)**
Receitas (despesas) financeiras			
Renda de aplicações financeiras	52.106	64.208	23.286
Encargos de dívidas	(188.150)	(226.536)	(193.537)
Encargos sobre concessão ANEEL	(13.431)	(10.297)	(3.807)
Provisão para perdas em aplicações financeiras	(17.427)	-	-
Perdas com swap de taxa de câmbio /juros	(28.157)	-	-
Variações monetárias líquidas	29.626	170.653	(529.579)
Outras	(11.123)	(33.721)	(19.468)
	(176.556)	**(35.693)**	**(723.105)**
RESULTADO OPERACIONAL	**864.070**	**657.822**	**(343.028)**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**(3.035)**	**2.682**	**(2.745)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**861.035**	**660.504**	**(345.773)**
Contribuição social	(53.215)	(39.708)	43.512
Imposto de renda	(32.628)	(103.642)	118.740
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**775.192**	**517.154**	**(183.521)**
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) POR LOTE DE MIL AÇÕES	**1,1876**	**0,7923**	**(0,2812)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCROS ACUMULADO	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2001	**2.445.766**	**91.695**	**406.359**	**-**	**2.943.820**
Prejuízo do exercício	-	-	-	(183.521)	**(183.521)**
Compensação de prejuízo	-	-	(183.521)	183.521	**-**
SALDOS EM 31.12.2002	**2.445.766**	**91.695**	**222.838**	**-**	**2.760.299**
Dividendos intermediários	-	-	(184.360)	-	**(184.360)**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	517.154	**517.154**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	25.857	(25.857)	**-**
- dividendos / juros sobre o capital próprio PNA – R$ 0,827595, PNB – R$ 0,752657 e ON – R$ 0,752657, todas por lote de mil ações	-	-	-	(491.297)	**(491.297)**
SALDOS EM 31.12.2003	**2.445.766**	**91.695**	**64.335**	**-**	**2.601.796**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	775.192	**775.192**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	38.760	(38.760)	**-**
- reserva de retenção de lucros	-	-	146.400	(146.400)	**-**
- dividendos / juros sobre o capital próprio PNA – R$ 0,978858, PNB – R$ 0,903920 e ON – R$ 0,903920, todas por lote de mil ações	-	-	-	(590.032)	**(590.032)**
SALDOS EM 31.12.2004	**2.445.766**	**91.695**	**249.495**	**-**	**2.786.956**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	2004	2003	2002
ORIGENS			
Das operações			
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	775.192	517.154	(183.521)
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido:			
Depreciação e amortização	223.487	227.637	189.877
Juros de longo prazo	11.485	30.016	(18.473)
Variação monetária de longo prazo	(32.618)	(161.212)	473.355
Resultado de equivalência patrimonial	-	254	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	2.288
Provisão (reversão) de longo prazo, líquida	74.214	(45.420)	5.452
Imposto de renda e CSLL diferidos	25.844	131.719	(181.605)
Ressarcimento parcial custo de energia livre – MAE	-	397	22.076
Resultado na baixa de bens do imobilizado	3.168	(2.284)	2.748
	1.087.518	**705.007**	**312.197**
De terceiros			
Ingressos de novos financiamentos de longo prazo	13.771	49.163	165.581
Financiamento aquisição energia	-	4.646	-
Adiantamentos de clientes	-	5.718	-
Crédito de PIS/COFINS s/depreciação e amortização	2.060	1.496	-
Vendas de bens e direitos	29.190	-	-
Realizáveis a longo prazo transferidos para o circulante	63.333	66.452	153.796
Outras	-	264	72
	108.354	**127.739**	**319.449**
TOTAL DAS ORIGENS	**1.195.872**	**832.746**	**631.646**
APLICAÇÕES			
No realizável a longo prazo	110.867	222.774	16.283
Em investimentos	250	-	16
Na aquisição de imobilizado e aplicação no diferido	38.053	86.442	193.739
Em encargos e efeitos inflacionários de curto prazo apropriados no imobilizado	-	904	26.628
Em crédito de PIS/COFINS s/desp. financeiras de longo prazo	-	1.690	-
Em dividendos intermediários	-	184.360	-
Em dividendos propostos	590.032	491.297	-
Em exigíveis a longo prazo transferidos para o circulante	367.153	308.277	274.341
TOTAL DAS APLICAÇÕES	**1.106.355**	**1.295.744**	**511.007**
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**89.517**	**(462.998)**	**120.639**
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO			
Ativo Circulante			
No fim do período	1.193.414	925.049	1.456.228
No início do período	925.049	1.456.228	1.087.157
	268.365	**(531.179)**	**369.071**
Passivo Circulante			
No fim do período	1.233.257	1.054.409	1.122.590
No início do período	1.054.409	1.122.590	874.158
	178.848	**(68.181)**	**248.432**
	89.517	**(462.998)**	**120.639**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta
ANEXO I - DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	2004	2003	2002
		(não auditadas)	
Atividades operacionais			
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	775.192	517.154	(183.521)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:			
Depreciação e amortização	223.487	227.637	189.877
Juros de longo prazo	11.485	30.016	(18.473)
Variação monetária de longo prazo	(32.618)	(161.212)	473..355
Resultado de equivalência patrimonial	-	254	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	2.288
Provisão (reversão) de despesas de longo prazo, líquida	74.214	(45.420)	5.452
Imposto de renda e CSLL diferidos	25.845	131.719	(181.605)
Ressarcimento parcial custo de energia livre – MAE	-	397	22.076
Resultado na baixa de bens do imobilizado	3.167	(2.284)	2.748
	1.087.518	**705.007**	**312.197**
Variações no ativo circulante			
Consumidores e concessionárias	(5.321)	399.472	155.455
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(12.095)	143.720	-
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	27.203	(27.203)	-
Adiantamento a fornecedores	28.977	(14.599)	-
Tributos e contribuições sociais, líquidos da provisão para perdas	(23.916)	54.318	(45.067)
Ativo fiscal diferido	3.516	36.997	4.531
Despesas antecipadas	50.395	(13.952)	(3.834)
Outros	133	4.796	(1.283)
	68.892	**583.549**	**109.802**
Variações no passivo circulante			
Fornecedores	27.347	(93.462)	(31.322)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	111.842	441.203	(165.120)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(270.377)	(502.148)	156.224
Tributos e contribuições sociais	57.691	1.140	(257.847)
Adiantamento de clientes	(22.973)	12.785	-
Provisão para contingências	(11.375)	(14.413)	-
Benefícios pós-emprego	(38.659)	(27.209)	(6.133)
Obrigações estimadas	(66.871)	(66.332)	108.463
Passivo fiscal diferido	(8.987)	(121.915)	170.518
Operações com derivativos	28.002	-	-
Outros	6.055	(6.107)	(692)
	(188.305)	**(376.458)**	**(25.909)**
Aplicações no realizável a longo prazo			
Adiantamentos a fornecedores	-	(12.286)	-
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(6.330)	(26.741)	(6.324)
Cauções e depósitos vinculados	(13.966)	(63.293)	-
Concessionários de energia elétrica	(22.314)	-	-
Alienação de bens e direitos	(28.000)	-	-
Títulos e valores mobiliários	(35.550)	-	-
Ativo fiscal diferido	-	(94.127)	-
Outros realizáveis a longo prazo	(4.402)	(26.327)	(9.959)
	(110.562)	**(222.774)**	**(16.283)**

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta
ANEXO I - DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

(continuação)

	2004	2003	2002
		(não auditadas)	
Aumento do exigível a longo prazo			
Financiamento de aquisição de energia e adiantamento de clientes	-	10.364	-
Total das atividades operacionais	**857.543**	**699.688**	**379.807**
Atividades de investimento			
Aplicação no imobilizado e diferido	(38.053)	(87.082)	(220.295)
Créditos de PIS/COFINS s/ depreciação e amortização	1.656	1.496	-
Venda de ativo imobilizado	29.190	-	-
Outros	-	-	(16)
Total das atividades de investimentos	**(7.207)**	**(85.586)**	**(220.311)**
Atividades de financiamento			
Empréstimos e financiamentos	13.771	49.163	165.581
Dividendos intermediários	-	(184.360)	-
Dividendos propostos	(590.032)	(491.297)	-
Resgate de cauções e depósitos vinculados	20.463	-	-
Recuperação de PIS/COFINS s/ despesas financeiras de longo prazo	404	(1.690)	-
Total das atividades de financiamentos	**(555.394)**	**(628.184)**	**165.581**
Total dos efeitos no caixa	**294.942**	**(14.082)**	**325.077**
Caixa e equivalentes			
Saldo inicial	347.045	361.127	36.050
Saldo final	641.987	347.045	361.127
	294.942	**(14.082)**	**325.077**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E 2002

RELAÇÃO DAS NOTAS EXPLICATIVAS CONSOLIDADAS

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL
NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS
NOTA 4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS
NOTA 5 – ATIVO FISCAL DIFERIDO
NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO
NOTA 7 – INVESTIMENTOS
NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO
NOTA 9 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA
NOTA 10 – FORNECEDORES
NOTA 11 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS
NOTA 12 – DEBÊNTURES
NOTA 13 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS
NOTA 14 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS
NOTA 15 – CONCESSÕES A PAGAR
NOTA 16 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO
NOTA 17 - PASSIVO FISCAL DIFERIDO
NOTA 18 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO
NOTA 19 – DIVIDENDOS PROPOSTOS
NOTA 20 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA
NOTA 21 – ARRENDAMENTO MERCANTIL
NOTA 22 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS
NOTA 23 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS
NOTA 24 – GARANTIAS A TERCEIROS
NOTA 25 – SEGUROS
NOTA 26 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO
NOTA 27 – SERVIÇOS DE AUDITORIA

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis – SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Sua capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá e Cana Brava e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.859 MW, dos quais 79,30% em usinas hidrelétricas e 20,70% em termelétricas, compostos pelo seguinte parque gerador em operação: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e Unidade de Cogeração Lages (SC).

A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo os contratos para compra de longo prazo firmados com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA e com a Companhia de Interconexão Energética – CIEN, é de 6.202 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 8-d.

O controle acionário da Companhia pertence à Tractebel EGI South America Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Sociètè Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França.

A Companhia é controladora da Companhia Energética Meridional – CEM, detendo 99,99% das ações representativas de seu capital social, a qual é detentora da concessão da usina hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás. A Companhia detém, também, o controle compartilhado, com a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, da empresa Itá Energética S.A. – ITASA, da qual possui 48,75% do capital votante. A ITASA é uma SPE – Sociedade de Propósito Específico constituída para construir e explorar, em parceria, através de consórcio, a usina hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Detém, ainda, 99,99% das quotas de capital da Lages Bioenergética Ltda., a qual detém autorização para explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC). As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 7-b.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Todos os valores apresentados (textos e tabelas) nas demonstrações financeiras e nas Notas Explicativas estão expressos em Reais mil, exceto onde indicado de maneira diferente.

As demonstrações financeiras consolidadas estão em consonância com os princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia para a elaboração das demonstrações financeiras estão descritas a seguir:

Reconhecimento dos efeitos inflacionários

Estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249, de 26.12.1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31.12.1995.

Critérios gerais de avaliação

a) Ativos circulante e realizável a longo prazo

Os títulos e valores mobiliários são registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados através de constituição de provisão;

a provisão para créditos de liquidação duvidosa está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. As demais contas a receber possuem garantias ou ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão (ver Nota 4);

o imposto de renda e a contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido) são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e são reconhecidos com base em prejuízos fiscais e diferenças temporárias. A segregação entre circulante e realizável a longo prazo obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem;

os materiais em estoque estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado;

os ativos indexados são atualizados até a data do balanço.

b) Permanente

Os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado;

o imobilizado é registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 002, de 24.12.1997, e nº 044, de 17.03.1999, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas, em consonância com os citados atos normativos, estão demonstradas na Nota 8-a;

os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado;

até 31.12.1998 foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico. A partir de 01 de janeiro de 1999, a Companhia descontinuou esta prática e a partir de 01 de janeiro de 2002 a mesma deixou de ser praticada no setor elétrico brasileiro, em função de alteração das normas da ANEEL que disciplinavam esta matéria.

c) Passivos circulante e exigível a longo prazo

Os benefícios futuros a empregados (benefícios pós-emprego) são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas, e complementados pelos valores projetados atuarialmente (ver Nota 16);

os empréstimos e financiamentos e os encargos decorrentes, apropriados até a data do balanço, são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 11) e as demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

d) Resultado do período

As receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

e) Arrendamento mercantil

As operações de arrendamento mercantil existentes na Companhia não possuem valores relevantes e são reconhecidas diretamente no resultado, com base nas contraprestações contratuais (ver Nota 21).

Demonstrações financeiras consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado (ver Nota 7-b).

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 7-b), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações financeiras consolidadas.

NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	2004	2003
Circulante		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	440.035	290.285
Letras Financeiras do Tesouro – LFT	167.666	28.425
Ajuste negativo de operações com swaps	(13.698)	-
Operações Compromissadas	33.925	21.978
Notas do Banco Central – NBC - E	23.776	-
	651.704	**340.688**
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(17.427)	-
	634.277	**340.688**
Longo Prazo		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	35.550	-
	35.550	-

Os títulos e valores mobiliários estão registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até 31.12.2004, cujos valores contábeis não excedem aos preços médios de mercado, podendo ser negociados independentemente de seus vencimentos, sem prejuízo dos rendimentos.

A Companhia possui, por meio do Fundo de Investimentos Exclusivo, CDBs e LFTs, ambos indexados ao CDI, e operações de swaps realizadas no mercado de balcão com registro e liquidação na Cetip, em que o Fundo fica ativo em câmbio e passivo em CDI.

As aplicações do Fundo de Investimentos Exclusivo estão consolidadas nas demonstrações financeiras e segregadas de acordo com a natureza de seus ativos.

Em face da intervenção, pelo Banco Central do Brasil, no Banco Santos S.A. ocorrida em 12.11.2004, causando incertezas sobre a possibilidade de resgate das aplicações em CDB que a Companhia e sua Controlada Companhia Energética Meridional – CEM possuem naquela Instituição Financeira, as Administrações da Companhia e da CEM decidiram constituir provisões equivalentes aos saldos das referidas aplicações, nos valores de R$ 11.896 e R$ 5.531, respectivamente.

NOTA 4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	2004				2003
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	32.458	1.641	1.187	35.286	22.068
Concessionárias	170.250	-	-	170.250	163.044
Comercializadoras	38.262	1.152	1.110	40.524	14.243
Exportação	-	-	740	740	-
Transações no âmbito do MAE	151.522	-	13.950	165.472	199.270
	392.492	**2.793**	**16.987**	**412.272**	**398.625**
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(119.596)	-	(12.029)	(131.625)	(143.720)
	272.896	**2.793**	**4.958**	**280.647**	**254.905**
Longo prazo					
Transações no âmbito do MAE	14.920	-	-	14.920	23.246
	14.920	**-**	**-**	**14.920**	**23.246**

A energia elétrica fornecida a clientes enquadrados na categoria "Consumidores Livres" tem suas respectivas faturas com vencimento no dia 15 do mês subseqüente ao do fornecimento.

As faturas de suprimento a concessionárias são desdobradas em três parcelas iguais, com vencimento nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao do suprimento e no dia 5 do segundo mês subseqüente.

O valor de R$ 13.950 vencido há mais de 90 dias refere-se a débito de agente inadimplente na 1ª liquidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, realizada em 30.12.2002. Tal valor está sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Administração da Companhia decidiu constituir, neste exercício, provisão para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R$ 12.029, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

Em setembro de 2003, a Companhia constituiu provisão, no valor de R$ 143.720, em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do MAE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Despacho ANEEL nº 288, de 16.05.2002. No segundo semestre do presente exercício, houve desistência por parte de autores da ação impetrada, o que permitiu ao MAE ajustar os valores pendentes, resultando, para a Companhia, uma reversão de provisão no valor de R$ 24.124.

NOTA 5 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

Natureza dos créditos	2004				2003
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	606.171	-	54.555	54.555	87.458
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	249.105	33.433	-	33.433	33.433
Benefícios pós-emprego	150.929	37.732	13.584	51.316	46.405
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	131.625	32.906	11.846	44.752	48.866
Provisão para contingências	111.307	27.827	10.017	37.844	31.517
Provisão para depreciação acelerada UTE William Arjona	35.214	8.803	3.169	11.972	7.245
Provisão para perdas com créditos de ICMS	32.977	8.244	2.968	11.212	54
Provisão para grandes manutenções	30.709	7.678	2.764	10.442	8.007
Participação de empregados nos lucros	6.500	1.625	585	2.210	2.961
Provisão bônus gerencial	4.000	1.000	360	1.360	1.190
Provisão aquisição energia elétrica	1.467	367	132	499	21.329
Provisão honorários advocatícios	606	151	55	206	198
Provisão para perdas em aplicações financeiras	17.427	4.357	1.569	5.926	-
Outras provisões	-	-	-	-	5
Prejuízo fiscal	18.002	4.501	-	4.501	5.793
Base negativa da contribuição social	162.086	-	14.588	14.588	19.715
		168.624	**116.192**	**284.816**	**314.176**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		73.073	25.100	98.173	122.329
Realizável a longo prazo		95.551	91.092	186.643	191.847
		168.624	**116.192**	**284.816**	**314.176**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. No que se refere ao ativo fiscal diferido decorrente de prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de suas bases, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subseqüentes.

Conforme mencionado na Nota 8-e, em junho de 2004 a Companhia transferiu 33,33% do empreendimento Jacuí à empresa Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA e, no mês de maio de 2004, havia procedido à baixa de equipamentos vinculados ao projeto, os quais se tornaram imprestáveis ou obsoletos. Em decorrência destes fatos, houve reversão de parte da provisão para perdas econômicas, no valor de R$ 365.581. A realização do saldo da provisão para perdas econômicas da UTE Jacuí está baseada no pressuposto da conclusão do projeto. Nesta situação, a provisão realizar-se-á na proporção da depreciação do empreendimento, após sua entrada em operação. O valor do ativo fiscal diferido, já reconhecido contabilmente, refere-se à Contribuição sobre o Lucro Líquido e foi registrado em 1997. A Administração da Companhia está aguardando definições sobre pendências envolvendo o projeto, para reconhecer o Imposto de Renda diferido sobre a referida provisão, no valor de R$ 151.543, ocasião em que o total do ativo fiscal diferido será complementado, observando-se o limite de dez anos para a sua recuperação.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia e de suas controladas ITASA e CEM indicam que os ativos fiscais diferidos existentes em 31.12.2004 serão totalmente recuperados por lucros tributáveis futuros. Referidos estudos técnicos estão em consonância com a Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

O horizonte de realização desses ativos e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

Natureza dos ativos	2005	2006	2007	2008	2009	Próximos 2 anos	Próximos 3 anos	Após 2014	Total
Provisão para perdas Jacuí	-	-	-	-	2.250	4.910	7.365	40.030	54.555
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	3.343	3.343	3.343	3.343	3.344	6.687	10.030	-	33.433
Demais diferenças temporárias	33.532	11.749	6.376	20.423	19.605	85.195	859	-	177.739
Prejuízo fiscal	1.050	1.093	1.589	769	-	-	-	-	4.501
Base negativa da contribuição social	11.174	2.523	568	323	-	-	-	-	14.588
Ativo fiscal diferido, registrado	**49.099**	**18.708**	**11.876**	**24.858**	**25.199**	**96.792**	**18.254**	**40.030**	**284.816**
Ativo fiscal diferido - Jacuí	-	-	-	-	7.440	16.235	24.352	103.516	151.543
Ativo fiscal diferido - RIC	-	-	-	-	-	-	-	28.843	28.843
	49.099	**18.708**	**11.876**	**24.858**	**32.639**	**113.027**	**42.606**	**172.389**	**465.202**

A realização da RIC ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultraprassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, no valor de R$ 28.843 (R$ 32.244 em 31.12.2003), em observância à Instrução CVM nº 371/02.

NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	2004		2003		2002	
	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL	IR
Resultado antes dos tributos	**861.035**	**861.035**	**660.504**	**660.504**	**(345.773)**	**(345.773)**
Diferenças permanentes						
Adições						
Equivalência patrimonial	-	-	254	254	-	-
Amortização de ágio	-	6.746	-	6.746	-	2.288
Gratificação e 13º de dirigentes	-	1.273	-	1.688	-	1.068
Doações incentivadas	521	521	585	585	-	-
Doações indedutíveis	858	858	674	674	445	445
Outras despesas indedutíveis	921	952	1.050	1.094	609	623
Exclusões						
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	(365.581)	-	(6.101)	-	-
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(98.492)	-	(13.461)	-	(147.266)
Juros sobre o capital próprio	(255.000)	(255.000)	(234.000)	(234.000)	-	-
Ajuste de controlada tributada pelo lucro presumido	(3.433)	(4.424)	-	-	-	-
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**604.902**	**147.888**	**429.067**	**417.983**	**(344.719)**	**(488.615)**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(54.441)**	**(36.973)**	**(38.616)**	**(104.496)**	**31.025**	**122.154**
Incentivos fiscais	-	879	-	651	(11)	(339)
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	94	-	59	-	24
Ajuste de base negativa da CSLL anterior a 1992	-	-	(1.074)	-	-	-
Ajuste de alíquota da CSLL diferida	-	-	-	-	13.614	-
Reconhecimento de ativos fiscais diferidos de períodos anteriores	1.166	3.203	-	-	(1.116)	(3.099)
Outros	60	169	(18)	144	-	-
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(53.215)**	**(32.628)**	**(39.708)**	**(103.642)**	**43.512**	**118.740**
Composição dos tributos no resultado:						
Corrente	(20.201)	(45.269)	(49.498)	(141.309)	(5.748)	(13.428)
Diferido	(33.014)	12.641	9.790	37.667	49.260	132.168
	(53.215)	**(32.628)**	**(39.708)**	**(103.642)**	**43.512**	**118.740**

NOTA 7 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	2004	2003
Participações societárias permanentes avaliadas pelo método de equivalência patrimonial		
Itá Energética S.A. – ITASA		
Ágio	12.587	14.875
Companhia Energética Meridional – CEM		
Ágio	35.662	40.120
	48.249	**54.995**
Participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição		
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica		
Quota de participação	3	3
	48.252	**54.998**
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	**1.742**	**1.742**
Outros investimentos	**371**	**121**
	50.365	**56.861**

b) Participações societárias permanentes

b.1 – Itá Energética S.A. – ITASA (controlada em conjunto)

As ações representativas do capital social da ITASA são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional – CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A ITASA tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria, através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, entre os Municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS) e possui capacidade instalada de 1.450 MW, proveniente de 5 grupos geradores de 290 MW, tendo a última unidade entrado em operação em março de 2001.

Nos termos do Contrato de Consórcio, a ITASA tem direito a 60,5% de 668 MW médios, que correspondem à Energia Assegurada da UHE Itá.

As informações pertinentes à participação na controlada em conjunto estão demonstradas a seguir:

	2004	2003
Quantidade de ações ordinárias do capital social	520.219.172	520.219.172
Quantidade de ações ordinárias de propriedade da Tractebel Energia	253.606.840	253.606.840
Participação %	48,75	48,75
Capital social	426.300	426.300
Patrimônio líquido	520.516	510.136
Resultado do exercício	13.613	15.079

O ágio na aquisição do investimento tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com as premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para o período de concessão.

A avaliação considerou a relação de *debt/equity* de 50/50 para a implementação do projeto Itá, utilizando-se taxas de desconto de 11,0% para capital de terceiros e de 11,5% para capital próprio.

O ágio amortizado no exercício foi de R$ 2.288 (R$ 2.289 em 2003 e R$ 2.288 em 2002).

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	**2004**	**2003**
Circulante	54.885	150.252
Realizável a longo prazo	13.942	7.813
Permanente	1.105.752	1.147.189
	1.174.579	**1.305.254**
PASSIVO		
Circulante	108.855	192.856
Exigível a longo prazo	545.208	602.262
Patrimônio líquido	520.516	510.136
	1.174.579	**1.305.254**

RESULTADO	**2004**	**2003**	**2002**
Receitas operacionais brutas	322.630	363.003	201.020
Deduções da receita operacional	(28.546)	(16.872)	(7.248)
Receitas líquidas de vendas	**294.084**	**346.131**	**193.772**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia elétrica comprada para revenda	(93.870)	(112.325)	(1.900)
Custo de produção de energia elétrica	(52.862)	(46.996)	(46.445)
	(146.732)	**(159.321)**	**(48.345)**
LUCRO BRUTO	**147.352**	**186.810**	**145.427**
DESPESAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas	(22.469)	(18.792)	(15.411)
Despesas gerais e administrativas	(19.309)	(21.606)	(18.946)
	(41.778)	**(40.398)**	**(34.357)**
Resultado do serviço	**105.574**	**146.412**	**111.070**
Despesas financeiras líquidas	**(98.440)**	**(123.119)**	**(136.475)**
RESULTADO OPERACIONAL	**7.134**	**23.293**	**(25.405)**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**(1)**	**233**	**7**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**7.133**	**23.526**	**(25.398)**
Imposto de renda e contribuição social	6.480	(8.447)	(6)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**13.613**	**15.079**	**(25.404)**

b.2 – Companhia Energética Meridional – CEM (controlada)

A CEM detém a concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW e 273,4 MW médios de energia assegurada. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência de 35 anos, a partir de 27.08.1998.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2004			2003
	Ações		Total	Total
	Ordinárias	Preferenciais		
Quantidade de ações do capital social	79.063.566	146.107.126	225.170.692	225.170.692
Quantidade de ações de propriedade da Tractebel Energia	79.063.562	146.107.126	225.170.688	225.170.688
Participação %	99,99	100,00	99,99	99,99
Capital social	78.748	145.474	224.222	224.222
Patrimônio líquido	-	-	348.563	227.000
Resultado do exercício	-	-	68.785	94.638

O ágio na aquisição do controle acionário tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos, a partir de janeiro de 2003.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina, ajustado a valor presente com taxa de desconto de 14% a.a..

A avaliação levou em consideração a relação *debt/equity* de 70/30 para a construção da usina. Parte do ágio está associada aos bônus de subscrição adquiridos na transação, que foram utilizados para aporte de capital durante a fase pré-operacional da investida.

O ágio amortizado no exercício foi de R$ 4.458 (R$ 4.457 em 2003).

b.3 – Delta Energética S. A. (controlada)

A Companhia detém 9.999 das 10.000 ações que compõem o capital social da Delta. Esta controlada foi constituída em 31.10.2001, sob a denominação de Delta Participações S.A. e em 26.04.2004 teve a sua denominação social alterada para Delta Energética S.A. A controlada não exerceu atividades até o presente momento.

b.4 – Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (controlada)

O capital social, em 31.12.2004, é de R$ 1.000, representado por 1.000.000 quotas de capital, das quais a Companhia possui 999.999.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2004	2003
Quotas que compõem o capital social	1.000.000	26.000
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	999.999	25.999
Participação %	99,99	99,99
Capital social	1.000	26
Patrimônio líquido	1.423	10
Resultado do exercício	439	-

b.5 – Lages Bioenergética Ltda. (controlada)

Sociedade constituída em 26.06.2002, tendo recebido autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30.10.2002, para estabelecer-se como Produtor Independente, mediante a implantação da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages – SC, com um turbogerador a vapor de 28 MW, utilizando resíduos de madeira como combustível. A unidade de cogeração possui um sistema de transmissão de interesse restrito, composto de uma subestação com transformador de 31.250 kVA – 13,8/138 kV e de uma linha de transmissão de 138 kV, em circuito simples, de aproximadamente 5 km de extensão. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002. As obras do empreendimento iniciaram em janeiro de 2003 com previsão de conclusão para abril de 2004, contudo, o cronograma foi antecipado e sua conclusão ocorreu em 16.12.2003. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do Despacho nº 990, de 19.12.2003, liberou o inicio da operação comercial da central geradora a partir do dia 23.12.2003.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2004	2003
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	30.529.984
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	30.529.983	30.529.983
Participação %	99,99	99,99
Capital social	30.530	30.530
Patrimônio líquido	37.067	30.530
Resultado do exercício	6.537	-

NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	2004				2003
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Intangível					
Direito de exploração UHE Cana Brava	3,2	**88.664**	**(6.950)**	**81.714**	**84.560**
Tangível					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	638.767	(459.991)	178.776	194.146
UHE Salto Osório	2,8	288.901	(224.268)	64.633	72.455
UHE Passo Fundo	2,5	123.257	(86.858)	36.399	39.063
UHE Itá (em consórcio)	2,3	1.779.329	(178.581)	1.600.748	1.641.381
UHE Machadinho (em consórcio)	2,4	178.888	(11.468)	167.420	171.017
UHE Cana Brava	2,5	869.322	(50.702)	818.620	838.288
		3.878.464	**(1.011.868)**	**2.866.596**	**2.956.350**
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.453.365	(1.097.029)	1.356.336	1.426.305
UTE Charqueadas	4,4	55.006	(47.007)	7.999	9.179
UTE Alegrete	4,1	8.101	(7.169)	932	879
UTE William Arjona	4,3	139.900	(27.370)	112.530	132.145
Unidade de Cogeração Lages	4,3	57.843	(2.324)	55.519	-
		2.714.215	**(1.180.899)**	**1.533.316**	**1.568.508**
Sistema de Comunicação	6,1	**1.102**	**(433)**	**669**	**788**
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**31.388**	**(17.101)**	**14.287**	**14.791**
		6.713.833	**(2.217.251)**	**4.496.582**	**4.624.997**
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica					
UHE Itá (custos retardatários)		5.471	-	5.471	5.987
UHE Machadinho (custos retardatários)		-	-	-	1.090
UHE Cana Brava		1.602	-	1.602	2.132
UHE S. Santiago (obra de adição)		17.394	-	17.394	238
Outros		194	-	194	1.473
		24.661	**-**	**24.661**	**10.920**
Geração Térmica					
UTE Jacuí		52.320	-	52.320	83.314
UTE J. Lacerda (obra de adição)		7.680	-	7.680	20.720
UTE Charqueadas (obra de adição)		421	-	421	636
Unidade de cogeração Lages		9.646	-	9.646	61.052
Outros		15	-	15	199
		70.082	**-**	**70.082**	**165.921**
Equipamentos Gerais e Outros		**1.794**	**-**	**1.794**	**3.846**
		96.537	**-**	**96.537**	**180.687**
Total das imobilizações		**6.810.370**	**(2.217.251)**	**4.593.119**	**4.805.684**
Obrigações especiais		**(56.689)**	**-**	**(56.689)**	**(56.689)**
		6.753.681	**(2.217.251)**	**4.536.430**	**4.748.995**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2001	**3.774.452**	**984.275**	**4.758.727**
Aquisições	-	203.589	203.589
Encargos financeiros de dívidas	-	150.680	150.680
Transferências	1.200.735	(1.200.735)	-
Depreciação	(181.082)	-	(181.082)
Baixas	(2.713)	-	(2.713)
Saldo em 31.12.2002	**4.791.392**	**137.809**	**4.929.201**
Aquisições	-	92.450	92.450
Encargos financeiros de dívidas, líquidos	-	856	856
Encargos Financeiros e ajustes de obrigações vinculadas a obras	-	336	336
Transferências	55.033	(55.033)	-
Depreciação	(219.462)	-	(219.462)
Reversão de Remun. das Imob.em Curso – RIC - UTE Jacuí	-	6.100	6.100
Baixas	(1.966)	(1.831)	(3.797)
Saldo em 31.12.2003	**4.624.997**	**180.687**	**4.805.684**
Aquisições	-	38.016	38.016
Encargos financeiros de dívidas, líquidos	-	(48)	(48)
Encargos Financeiros e ajustes de obrigações vinculadas a obras	-	(3.116)	(3.116)
Transferências	87.516	(87.516)	-
Depreciação	(215.716)	-	(215.716)
Baixas	(215)	(31.486)	(31.701)
	4.496.582	**96.537**	**4.593.119**
Obrigações Especiais	(56.689)	-	(56.689)
Saldo em 31.12.2004	**4.439.893**	**96.537**	**4.536.430**

c) Obrigações especiais

Referem-se a obrigações vinculadas ao serviço público de energia elétrica e representam os valores aplicados nos empreendimentos sob concessão, com recursos da União e de doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador. A quitação dessas obrigações dar-se-á no vencimento das respectivas concessões, estabelecido pelo Poder Concedente. A composição destas obrigações é a seguinte:

	2004	2003
Doações e subvenções destinadas a investimentos	48.062	48.062
Reversão e amortização	2.230	2.230
Participação da União	3.758	3.758
Outras	2.639	2.639
	56.689	**56.689**

d) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Jacuí	Controladora	350	07.02.2002	07.02.2032
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. – ITASA (ver Nota 7-b.1).

A concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho, do qual a Companhia é a líder e detém participação de 16,94%.

e) Usina Termelétrica Jacuí

Em 12.03.1999 a Companhia, cumprindo exigências do Edital de Privatização, comunicou à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a sua intenção de concluir a obra da UTE Jacuí, recebendo, daquela agência reguladora, autorização para a implantação do projeto.

Desde então, a Companhia vem envidando todos os esforços no sentido de viabilizar o empreendimento. Entretanto, diversos fatores associados à regulamentação, contratação da energia elétrica a ser gerada, contratação de EPC, dentre outros, vinham impondo grandes dificuldades para a viabilidade do empreendimento exclusivamente pela Companhia, o que fez com que outras soluções alternativas fossem analisadas.

Desta forma, no mês de junho de 2004 a Companhia, no contexto de uma parceria estratégica, transferiu 33,33% do empreendimento à empresa Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA, por R$ 29.000, nos termos do Contrato de Transferência de Participação em Empreendimento firmado entre as partes. A ELEJA é uma SPE constituída pela Riomaggiore Mineração Ltda., com a finalidade específica de conclusão do projeto. A transferência incluiu direitos, licenças, autorizações, projetos, estudos, desenhos, plantas e documentos, livros e inscrições fiscais, além de bens, terrenos, equipamentos, construções civis e outras instalações, que constituem parte substancial do acervo necessário e/ou adequado à implantação do empreendimento, localizado no Município de Charqueadas, Estado do Rio Grande do Sul.

No mês de maio de 2004, a Companhia, fundamentada em laudo emitido por empresas especializadas, havia procedido à baixa de bens vinculados ao projeto Jacuí que se tornaram imprestáveis ou obsoletos. Os bens baixados foram doados ao Centro de Tecnologia em Automação e Informática – CTAI, órgão vinculado ao SENAI/SC, e serão utilizados para treinamento em seus cursos profissionalizantes.

Os valores associados aos ativos baixados, em decorrência dos fatos acima informados, são os seguintes:

	Obsolescência	Alienação	Total
Custo bruto	77.258	402.036	479.294
RIC	(13.650)	(71.241)	(84.891)
Sub-total	63.608	330.795	394.403
Reversão de provisão	(62.541)	(303.040)	(365.581)
Valor contábil líquido	**1.067**	**27.755**	**28.822**

f) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

g) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a Usina Termelétrica Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete – RS, de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

NOTA 9 –UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da usina termelétrica William Arjona, com potência total de 70 MW, utilizam gás natural para geração de energia elétrica e foram implantadas com o objetivo específico de atender a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, sob a regência do Contrato de Suprimento de Energia Elétrica firmado em 10.01.2002, com vigência até 31.12.2004.

A Administração da Companhia vinha considerando a possibilidade de desativar tais unidades geradoras no final do contrato com a CBEE. Em linha com esta possibilidade, a Companhia amortizou o valor econômico destes ativos no período de sua utilização, atingindo um valor residual, em 31.12.2004, de R$ 68.485, que é compatível com o valor estimado de alienação, para o caso desta hipótese vir a se confirmar.

Neste contexto, está sendo reconhecido o valor de R$ 13.906 no resultado deste exercício, que somado às amortizações relativas a 2002 e 2003 totaliza R$ 35.214. Estes valores foram considerados "diferenças temporárias", para fins fiscais.

Em 26 de outubro de 2004 a Administração da Companhia comunicou à Assessoria do Ministério de Minas e Energia que, após o término do contrato com a CBEE, as referidas unidades geradoras serão mantidas e estarão à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema – ONS, a partir de 1º de janeiro de 2005, nas mesmas condições das unidades 1, 2 e 3.

Desta forma, o processo de depreciação será continuado sem, contudo, afetar os resultados futuros, porquanto, concomitantemente com a depreciação, será revertida a amortização acelerada ocorrida ao longo do contrato com a CBEE.

NOTA 10 – FORNECEDORES

	2004	2003
Energia elétrica	26.909	22.246
Combustíveis fósseis	37.445	31.843
Materiais e serviços	52.932	34.419
	117.286	**88.508**

NOTA 11 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição:

	2004			2003		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	104.561	414.074	518.635	103.309	560.165	663.474
Instituições financeiras	48.857	491.788	540.645	44.958	571.211	616.169
	153.418	**905.862**	**1.059.280**	**148.267**	**1.131.376**	**1.279.643**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	66.406	247.802	314.208	60.111	314.208	374.319
Instituições financeiras	57.888	385.745	443.633	50.119	413.871	463.990
	124.294	**633.547**	**757.841**	**110.230**	**728.079**	**838.309**
	277.712	**1.539.409**	**1.817.121**	**258.497**	**1.859.455**	**2.117.952**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos:

	Circulante	Longo prazo
Saldo em 31.12.2001	**140.038**	**1.732.690**
Ingressos	520.000	165.581
Transferências	211.003	(211.003)
Encargos gerados	213.686	3.880
Variações monetárias geradas	34.158	580.999
Remuneração de garantias depositadas	-	(20.451)
Amortizações	(611.620)	-
Saldo em 31.12.2002	**507.265**	**2.251.696**
Ingressos	-	49.163
Transferências	239.980	(239.980)
Encargos gerados	199.328	7.345
Variações monetárias geradas	(21.134)	(207.404)
Remuneração de garantias depositadas	-	(1.365)
Amortizações	(666.942)	-
Saldo em 31.12.2003	**258.497**	**1.859.455**
Ingressos	-	13.771
Transferências	275.964	(275.964)
Encargos gerados	173.497	5.498
Variações monetárias geradas	(8.737)	(53.191)
Remuneração de garantias depositadas	-	(10.160)
Amortizações	(421.509)	-
Saldo em 31.12.2004	**277.712**	**1.539.409**

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais:

	2004			2003		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	295.767	785.082	43,20	316.681	914.953	43,20
Libra Esterlina – GBP	11.474	58.814	3,24	16.306	84.506	3,99
Euro – EUR	59.507	215.384	11,85	76.750	280.184	13,23
		1.059.280	**58,29**		**1.279.643**	**60,42**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)	-	314.208	17,29	-	374.319	17,67
URTJLP	-	391.523	21,55	-	402.364	19,00
Não indexado	-	52.110	2,87	-	61.626	2,91
		757.841	**41,71**		**838.309**	**39,58**
		1.817.121	**100,00**		**2.117.952**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores:

	%		
Moeda – indexador	**2004**	**2003**	**2002**
Dólar Americano – USD	(8,13)	(18,23)	52,27
Libra Esterlina – GBP	(1,09)	(8,98)	68,77
Euro – EUR	(0,85)	(1,37)	79,35
ICF (baseado no IGP-DI)	-	1,98	29,95
URTJLP	3,66	12,82	3,71

Vencimentos dos empréstimos, financiamentos e encargos a longo prazo:

	2004	2003
2005	-	270.620
2006	289.044	294.020
2007	370.297	375.457
2008	156.534	160.106
2009	145.224	147.736
2010	139.052	141.402
De 2011 até 2024	439.258	470.114
	1.539.409	**1.859.455**

e) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos a taxas fixas e flutuantes, assim distribuídas:

Mercado interno

Taxas fixas de 11,90% a 12,00% a.a. (Em 2003, de 11,90% a 12,00% a.a. e em 2002, de 6,00% a 12,00% a.a.)

Taxas flutuantes: 12,00% a 18,18% a.a. (Em 2003, 13,25% a 18,49% a.a. e em 2002, de 14,00% a 26,00% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 10,43% a.a. (Em 2003, de 6,00% a 8,49% a.a. e em 2002, de 3,00% a 8,49% a.a.)

Taxas flutuantes de 2,77% a 9,29% a.a. (Em 2003, de 1,73% a 9,95% a.a. e em 2002, de 2,22% a 9,99% a.a.)

NOTA 12 – DEBÊNTURES

a) Companhia Energética Meridional – CEM

Em 19 de maio de 1999, a controlada assinou com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures, tendo sido subscritas e integralizadas, no período de maio a dezembro de 1999, o montante de 7.773 debêntures, cujo saldo atualizado até 31.12.2004 é de R$ 98.107, sendo R$ 10.008 no passivo circulante e R$ 88.099 no exigível a longo prazo (até 31.12.2003, R$ 101.536, R$ 9.146 no passivo circulante e R$ 92.390 no exigível a longo prazo).

As debêntures são remuneradas com base na TJLP mais 4% a.a., com pagamento dos juros semestralmente, no período de 01.10.1999 até 01.04.2013.

O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

A amortização do valor nominal das debêntures teve início em 01.10.2003 com vencimento final em 01.04.2013, e ocorre semestralmente com base em programação de amortização crescente que varia de 3,0625%, na primeira amortização, a 7,5737% na última parcela, com vencimento em 01.04.2013.

b) Itá Energética S.A. – ITASA

Em 7 de março de 2001, a controlada em conjunto emitiu duas séries de 8.400 debêntures não conversíveis cada uma, para colocação pública, no valor total de R$ 168.000, integralizados em 23 de março de 2001. O saldo atualizado em 31.12.2004, é de R$ 78.872, sendo R$ 13.352 no passivo circulante e R$ 65.520 no exigível a longo prazo (até 31.12.2003, R$ 85.801, R$ 12.091 no passivo circulante e R$ 73.710 no exigível a longo prazo).

Os juros sobre as debêntures são pagos anualmente, sendo os da 1ª série a partir de 1º de dezembro de 2001 e os da 2º série a partir de 1° de junho de 2002 e são calculados conforme abaixo:

1ª série: de 01.12.2001 a 01.12.2003 – IGP-M + 11,2% a.a.

de 02.12.2003 a 01.12.2013 – IGP-M + 9,4% a.a.

2ª série: de 01.06.2002 a 01.06.2004 – IGP-M + 11,2% a.a.

de 02.06.2004 a 01.06.2013 – IGP-M + 9,4% a.a.

A amortização do valor nominal das debêntures será efetuada em parcelas anuais, sendo que a da 1ª série teve início em 1° de dezembro de 2004, com vencimento final em 1° de dezembro de 2013 e a da 2ª série, a partir de 1° de junho de 2004, com vencimento final em 1° de junho de 2013.

NOTA 13 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	2004			2003
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Provisões trabalhistas	8.616	-	8.616	7.706
Provisão para grandes manutenções	15.921	14.788	30.709	23.549
Provisão bônus gerencial	4.000	-	4.000	3.500
Provisão participação nos lucros ou resultados	6.500	-	6.500	8.500
Provisão para aquisição de energia elétrica	1.467	-	1.467	62.731
Outras	36	2.545	2.581	894
	36.540	**17.333**	**53.873**	**106.880**

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

Buscando mensurar adequadamente os resultados dos exercícios sociais futuros, a Companhia adota o registro de provisões para grandes manutenções do parque gerador, com base em plano executivo para preservação das condições de operação das usinas.

A provisão para aquisição de energia elétrica refere-se à parcela de responsabilidade da Companhia, em virtude da exposição da ITASA no MAE no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, por decorrência do Despacho ANEEL nº 288/2002. Os valores decorrentes dessa exposição foram reconhecidos pela ITASA na rubrica "despesas antecipadas" e vinham sendo amortizados concomitantemente com a realização das receitas provenientes do reajuste extraordinário de preço da energia contratada pelos seus acionistas, concedido para manter o equilíbrio econômico-financeiro dos respectivos contratos de compra e venda de energia elétrica entre as partes. Os aditivos contratuais firmados para este fim tinham vigência até 31.01.2005.

Contudo, estudos desenvolvidos pela Administração da ITASA indicaram que os reajustes extraordinários faturados contra os sócios, até junho de 2004, foram suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos acima mencionados. Desta forma, em 21.06.2004, foi firmado novo termo aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, antecipando o término da vigência do reajuste extraordinário temporário, relativamente ao contrato de 167 MW, de 31.01.2005 para 30.06.2004. Como conseqüência, a Companhia procedeu à reversão da provisão existente para este fim, no valor de R$ 23.777.

O reajuste extraordinário decorrente do aditivo ao contrato de 61 MW, firmado com a ITASA, continuará vigendo até seu vencimento, definido para 31.01.2005 (ver Nota 23).

NOTA 14 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A companhia possui notificações fiscais e cíveis que estão sendo impugnadas administrativamente, bem como processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

	2004		2003	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	19.182	11.824	18.642	12.405
Periculosidade	974	491	904	388
Horas extras	698	281	716	274
Equiparação salarial e enquadramento funcional	689	179	852	293
Horas in itinere	820	190	1.478	188
Outras	2.062	2.408	2.853	2.141
	24.425	**15.373**	**25.445**	**15.689**
Cíveis				
Fornecedores	31.020	-	25.734	-
Atingidos pela UHE Itá	2.451	-	7.327	-
Danos emergentes e lucros cessantes	967	-	1.649	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	18.419	-	18.160	-
Outras	2.654	2	2.061	-
	55.511	**2**	**54.931**	**-**
Fiscais				
Contribuição Social	11.066	5.034	9.540	4.477
INSS	18.366	5.641	6.983	3.029
	29.432	**10.675**	**16.523**	**7.506**
	109.368	**26.050**	**96.899**	**23.195**

A Companhia é parte em processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	2004			2003		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Trabalhistas	9.261	11.269	20.530	7.215	9.568	16.783
Cíveis	19.090	24.048	43.138	38.275	12.129	50.404
	28.351	**35.317**	**63.668**	**45.490**	**21.697**	**67.187**

NOTA 15 – CONCESSÕES A PAGAR

A controlada Companhia Energética Meridional – CEM pagará à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M:

Ano	Início de pagamento	Valor anual	Valor total
1º	-	1	1
2º ao 6º	-	-	-
7º ao 25º	30.08.2004	680	12.920
26º ao 35º	30.08.2023	61.280	612.800
			625.721

O fluxo de pagamento acima está previsto na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão. Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência nº 04/97 para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da usina Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

O saldo desta obrigação, atualizado até 31.12.2004, é de R$ 161.889, sendo R$ 1.472 no passivo circulante e R$ 160.417 no exigível a longo prazo (até 31.12.2003, R$ 131.347, sendo R$ 115 no passivo circulante e R$ 131.232 no exigível a longo prazo).

O total devido a longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

	2004	2003
2005	-	1.350
2006	1.506	1.350
2007	1.506	1.350
2008	1.506	1.350
2009	1.506	1.350
2010	1.506	1.350
De 2011 até 2023	152.887	123.132
	160.417	**131.232**

NOTA 16 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os passivos atuariais da Companhia são determinados por atuário independente, com base no Método da Unidade de Crédito Projetada.

Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar

A Companhia, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados.

A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar, pessoa jurídica de direito privado, de fins não lucrativos, patrocinada exclusivamente pela Tractebel Energia.

O Plano de Benefícios administrado pela PREVIG é do tipo *Benefício Definido*, com regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria e pensão e repartição simples para os auxílios, a seguir especificados:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço;
- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

O benefício inicial de complementação de aposentadoria consiste, basicamente, na diferença entre a média aritmética dos 36 últimos salários reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados, mês a mês, pelos mesmos índices adotados pela Previdência Social, e o valor hipotético do benefício de aposentadoria da Previdência Social, calculado com a aplicação das regras que vigoravam antes da entrada em vigor da Lei nº 9.876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício é reajustada anualmente com base na variação do INPC.

O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Adicionalmente, a Companhia contribui com 1,7825% da folha de salários (percentual ajustado mensalmente por um fator determinado em função da oscilação do número de empregados participantes do Plano) para fins de amortização de reservas relativas a tempo de serviço passado por ela reconhecido, reavaliadas atuarialmente, cujo compromisso encerra-se em dezembro de 2023. O valor dessas contribuições no exercício de 2004 foi de R$ 7.300 (R$ 7.246 em 2003, R$ 6.202 em 2002).

Anteriormente à constituição da PREVIG, o plano de benefícios era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, patrocinada pela Companhia e por outra empresa, sem solidariedade entre as patrocinadoras.

Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG, através do Ofício nº 1.755/SPC/GAB/COA.

Apesar da rescisão do Convênio de Adesão, o Plano de Benefícios composto pelos participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da ELETROSUL, bem como pelos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, continua sob a responsabilidade da Companhia.

Enquanto perdurar esta situação, a Companhia é responsável pelo custeio de 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da outra patrocinadora desta fundação) e pelo custeio de 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG. Ambas as despesas são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais e o valor de responsabilidade da Companhia do exercício de 2004 foi de R$ 3.577 (R$ 2.702 em 2003, R$ 1.544 em 2002).

As partes continuam buscando alternativas àquela aprovada pela SPC para regularizar a situação que se apresenta até o momento.

Além do plano de benefícios retro descrito, a PREVIG passou a administrar outro, do tipo *Contribuição Definida*, encerrando o do tipo *Benefício Definido* para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar –SPC através do Ofício nº 1998 DAJUR/SPC.

Nessa mesma data, a Companhia firmou Convênio de Adesão com a Previg passando a oferecer o plano de *Contribuição Definida* aos seus empregados e dando início ao processo de migração prevista no seu regulamento. A efetiva inscrição de participantes no plano de Contribuição Definida teve início a partir de janeiro em 2005.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia é a seguinte:

	2004		2003	
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confiden-cialidade	Plano de Aposenta-doria	Gratificação Confiden-cialidade
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.102.860	-	1.085.789	-
Valor justo do ativo	(695.397)	-	(642.113)	-
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.143	-	1.075
Subtotal	407.463	1.143	443.676	1.075
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(158.295)	(184)	(200.369)	(281)
Passivo reconhecido no balanço	**249.168**	**959**	**243.307**	**794**

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 11 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço, decorrente de "benefícios pós-emprego", está coberta por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo, firmado pela Companhia. A composição do passivo nas demonstrações financeiras é a seguinte:

	2004			2003
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas, incluindo o financiamento de despesas administrativas	21.187	76.439	97.626	103.104
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	30.432	10.785	41.217	62.975
Passivo atuarial não contratado	-	111.284	111.284	78.022
	51.619	**198.508**	**250.127**	**244.101**

A movimentação do passivo atuarial, reconhecida no balanço patrimonial do exercício de 2004, está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2001	**269.861**	**657**	**270.518**
Despesas do exercício de 2002	28.979	106	29.085
Contribuições reais da Cia. no ano de 2002	(46.420)	-	(46.420)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2002	-	(30)	(30)
Passivo em 31.12.2002	**252.420**	**733**	**253.153**
Despesas do exercício de 2003	39.075	147	39.222
Contribuições reais da Cia. no ano de 2003	(48.188)	-	(48.188)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2003	-	(86)	(86)
Passivo em 31.12.2003	**243.307**	**794**	**244.101**
Despesas do exercício de 2004	57.062	186	57.248
Contribuições reais da Cia. no ano de 2004	(51.201)	-	(51.201)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2004	-	(21)	(21)
Passivo em 31.12.2004	**249.168**	**959**	**250.127**

Os valores estimados a serem reconhecidos no resultado do exercício de 2005 são os seguintes:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	16.502	60	16.562
Custo dos juros	130.620	122	130.742
Rendimento esperado do ativo do plano	(86.184)	-	(86.184)
Amortização de perdas atuariais	4.278	6	4.284
Contribuição dos empregados	(3.828)	-	(3.828)
Total	**61.388**	**188**	**61.576**

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

Taxa de desconto - 12,25% a. a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - 12,50% a. a.
Crescimento salarial futuro
- Participante ativo - 8% a. a.
- Participante autopatrocinado - 6,00% a. a.
Crescimento dos benefícios da previdência social - 6,00% a. a.
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia - 6,00% a. a.
Inflação - 6,00% a. a.
Fator de capacidade
- Salários - 100%
- Benefícios - 100%

Hipóteses Demográficas

Tábua de Mortalidade (ativos) - GAM 1983, com ajuste de idade de -1
Tábua de Mortalidade de Inválidos - IAPB 57
Tábua de Entrada em Invalidez - TASA27
Tábua de Rotatividade - T-1 *Experience*
Idade de Aposentadoria - Primeira data em que completam todas as carências
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria - 90,00%
Diferença de idade entre participante e cônjuge - Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

% de participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão - 100%
Fator de conversão do SB-40 - 140%

NOTA 17 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 39.616 (R$ 48.603 em 2003), calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 116.516 (R$ 142.949 em 2003), correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto no Despacho ANEEL nº. 288, de 16.05.2002, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais.

NOTA 18 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 4.500.000, independentemente de reforma estatutária.

b) Capital social e dividendos

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2004, é de R$ 2.445.766, e está representado por 652.742.193.511 ações, sendo 464.052.075.236 ações ordinárias, 75.069.876 ações preferenciais da classe A e 188.615.048.399 ações preferenciais da classe B, todas sem valor nominal. O valor patrimonial da ação por lote de mil, em 31 de dezembro de 2004 é de R$ 4,27 (R$ 3,99 em 31.12.2003).

As ações preferenciais não garantem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias. Essas ações têm prioridade na distribuição de dividendos, à razão de 8%, no caso das ações classe "A" e de 6%, para as de classe "B", calculados sobre o capital social das respectivas classes de ações, dividendos esses a serem entre elas rateados igualmente. Para ambas as classes de ações, o dividendo será calculado à razão de 3% do valor do patrimônio líquido a elas correspondente, caso tais dividendos sejam maiores que os calculados com base nas taxas retro mencionadas.

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2004, está assim constituído:

	% do Capital			
Acionistas	**ON**	**PNA**	**PNB**	**Total**
Tractebel EGI South America Ltda.	80,40	31,82	73,16	78,30
Banco Clássico S.A.	10,51	-	8,75	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	3,66	-	10,43	5,62
União Federal	2,68	-	-	1,90
Banco Nordeste do Brasil S.A.	0,53	-	-	0,38
Caixa de Previd. dos Funcionários do Banco do Brasil	0,52	-	-	0,37
Outros	1,70	68,18	7,66	3,43
	100,00	**100,00**	**100,00**	**100,00**

	2004	**2003**	**2002**
Composição das reservas:			
Reserva de Capital			
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	**91.695**	**91.695**	**91.695**
Reservas de Lucros			
Reserva legal	102.252	63.492	37.635
Reserva de retenção de lucros	147.243	843	185.203
	249.495	**64.335**	**222.838**

A Administração da Companhia, com base em orçamento de capital a ser submetido à Assembléia Geral Ordinária, está propondo a constituição de reserva de retenção de lucros no valor de R$ 146.400, sem prejuízo à distribuição de dividendos.

NOTA 19 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

Em 09.12.2004, o Conselho de Administração da Companhia aprovou crédito de juros sobre o capital próprio, em conformidade com a Lei nº 9.249/95 e Deliberação CVM nº 207/96, no valor de R$ 255.000, correspondentes a R$ 0,465589 por lote de mil ações Preferenciais Classe A, R$ 0,390651 por lote de mil ações Preferenciais Classe B e Ordinárias. Conforme Aviso aos Acionistas publicado em 10.12.2004, as ações da Companhia passaram a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 15.12.2004 e o valor dos juros será pago em data a ser posteriormente definida e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

O valor acima mencionado, líquido do imposto de renda retido na fonte, está sendo imputado aos dividendos referentes ao exercício de 2004.

Os juros sobre o capital próprio foram registrados em despesas financeiras e revertidos nessa mesma rubrica e não estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício, em virtude dos mesmos não produzirem efeitos no lucro operacional, mas tão-somente nas linhas do imposto de renda e da contribuição social.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no § 1º do artigo 37 do Estatuto Social da Companhia.

	2004	2003
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	775.192	517.154
Constituição da reserva legal (5%)	(38.760)	(25.857)
Base de cálculo	736.432	491.297
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	**184.108**	**122.824**
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	216.750	198.900
Saldo dos dividendos propostos	335.032	257.297
Subtotal	551.782	456.197
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	38.250	35.100
Total	**590.032**	**491.297**
Dividendos / juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1.000 ações **(em R$ 1,00)**:		
Preferenciais classe A	0,920260	0,773822
Preferenciais classe B	0,845321	0,698884
Ordinárias	0,845321	0,698884

O saldo dos dividendos propostos, no valor de R$ 335.032, correspondente a R$ 0,513269 por lote de 1.000 ações preferenciais classes A e B e por lote de 1.000 ações ordinárias, serão pagos após a deliberação da Assembléia Geral Ordinária que aprovar as Demonstrações Financeiras.

NOTA 20 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	2004					2003	2002
	Custos			Despesas			
	Produção e comerc.	Serviços Prestados	Despesas c/ Vendas	Gerais e Adm.	Total	Total	Total
Pessoal	68.893	5.870	4.475	34.574	113.812	88.714	72.002
Material	16.995	184	34	718	17.931	10.068	9.637
Serviço de terceiro	38.337	1.859	1.442	24.930	66.568	54.289	44.729
Combustível p/produção energia – CCC	275.502	-	-	-	275.502	223.129	216.294
Combustível p.produção energia – sem subvenção	136.933	-	-	-	136.933	77.346	57.293
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	59.182	-	-	-	59.182	46.099	43.810
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	134.899	-	134.899	61.683	20.216
Uso de bem público – UBP	4.831	-	-	-	4.831	14.539	15.884
Depreciação e amortização	214.528	-	30	8.929	223.487	227.637	189.877
Constituição/reversão de provisões p/créditos de liquid. duvidosa	-	-	(12.095)	-	(12. 095)	143.720	-
Constituição/Reversão de provisões operacionais, líquidas	(54.102)	-	-	64.700	10.598	(142.840)	108.903
Seguros	10.013	411	-	328	10.752	15.265	12.106
Previdência privada – SB-40	-	-	-	23.435	23.435	24.993	25.428
Indenizações trabalhistas	-	-	-	2.940	2.940	3.398	8.376
Taxa de fiscalização	-	-	-	7.138	7.138	6.429	4.878
Quotas - CCC e CDE	2.119	-	-	-	2.119	3.431	1.914
Contribuições e doações	1.111	20	13	3.948	5.092	4.333	3.372
Outras despesas	15.987	217	4.614	15.661	36.479	17.330	11.980
	790.329	**8.561**	**133.412**	**187.301**	**1.119.603**	**879.563**	**846.699**

NOTA 21 – ARRENDAMENTO MERCANTIL

A Companhia utiliza operações de arrendamento mercantil para a renovação de seu parque de informática e de sua frota de veículos.

Os contratos atualmente existentes envolvem os seguintes bens:

a) Equipamento de informática

O prazo de arrendamento é de 36 meses e a aquisição dos bens pela arrendatária está contratualmente assegurada pelo valor unitário de R$ 1,00. Existem, em 31.12.2004, 341 microcomputadores contratados (208 em 31.12.2003), representando cerca de 60% do total.

O saldo das contraprestações a pagar, em 31.12.2004, é de R$ 769, dos quais R$ 459 vencem nos próximos 12 meses e R$ 310, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações efetivamente pagas no exercício de 2004 foi de R$ 441.

b) Frota de veículos

A Companhia tem contrato de arrendamento de 36 veículos, em 31.12.2004. Os contratos tem prazo de 36 meses, estando assegurada, à arrendatária, a aquisição dos bens no término dos contratos pelo valor equivalente a 20% do valor dos bens.

O saldo das contraprestações a pagar, que tiveram início no presente exercício, é de R$ 1.125, dos quais R$ 515 vencem nos próximos 12 meses e R$ 610, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações efetivamente pagas no exercício de 2004 foi de R$ 658.

NOTA 22 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.

A Companhia tem registrado em seus livros operações de swap de taxa de juros no mercado internacional ficando passiva à taxa fixa média de 5,272% a.a. e ativa em Libor US$ seis meses, com início de fluência em 15.10.2001 e término em 15.04.2006, com valor de principal de US$ 13.810 mil, equivalente a R$ 36.657 em 31.12.2004, amortizado semestralmente a partir de 15.04.2003. No exercício de 2004, esta operação gerou despesa de R$ 1.416 (R$ 1.734 em 2003, R$ 1.482 em 2002), devidamente reconhecida nas demonstrações financeiras.

A Companhia possuía, em seus registros, em 31.12.2004 operações com derivativos no mercado de balcão, representando 15% do seu passivo em moeda estrangeira, com vencimento para janeiro de 2005. Essas operações geraram despesa de R$ 18.157, devidamente reconhecida nas demonstrações financeiras pelo regime de competência.

Em novembro de 2004, aproveitando-se da desvalorização do dólar frente ao real, a Companhia implementou uma política de maior proteção do seu passivo em moeda externa, através de operações de swaps no mercado de balcão, utilizando como veículo seu Fundo de Investimentos Exclusivo (ver Nota 3). Os vencimentos das operações de swaps são concomitantes com as datas de vencimento do fluxo de compromissos do passivo em moeda externa, considerando-se um período de vinte e quatro meses. As operações são registradas na Cetip e têm como contraparte, instituições financeiras de comprovada solidez financeira e patrimonial, respeitando os limites de crédito definidos pela Companhia. As operações com swaps protegem 22% do passivo em moeda externa da Companhia, que somados com o percentual aplicado em títulos públicos federais indexados ao dólar norte americano, permitem uma proteção consolidada de 28% do passivo em moeda externa da Companhia.

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo e nos contratos iniciais de compra e venda de energia, firmados com distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

A partir de 2003, com a redução das vendas de energia elétrica vinculadas aos contratos iniciais, conjugado com a entrada em operação de novas usinas, a Companhia deu inicio à ampliação de sua carteira de clientes, focando clientes industriais, os chamados Consumidores Livres. Para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais foi criada, na Companhia, a área de crédito, cujo escopo do trabalho compreende a análise prévia e o estabelecimento, em conjunto com o Comitê de Crédito, de limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.

Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado na Nota 3, a partir deste exercício a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia, através de sua política de créditos para instituições financeiras.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos e financiamentos foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	2004		2003	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	1.059.280	1.042.570	1.279.643	1.256.272
Empréstimos e encargos em moeda nacional	757.841	749.581	838.309	816.481
	1.817.121	**1.792.151**	**2.117.952**	**2.072.753**

NOTA 23 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas e com sua controladora indireta, conforme a seguir especificados:

Ita Energética S. A. – ITASA

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, pela Companhia, celebrado, no âmbito do Consórcio Ita, em 11.09.1998, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Ita, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do dólar mais inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Ita, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

Em 26.06.2003, a Companhia assinou aditivos aos dois Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, acima citados, com vigência para o período de fevereiro de 2004 a janeiro de 2005, que têm por finalidade o reajuste, em caráter extraordinário, do preço da energia elétrica contratada, para fazer face ao saldo da exposição da ITASA no MAE, no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, cuja liquidação ocorreu em 03.07.2003.

Na mesma data de 26.06.2003, a Companhia celebrou Termo de Compromisso visando à antecipação de pagamento dos Reajustes Extraordinários previstos nos aditivos aos contratos mencionados acima, com taxa de desconto de 0,949% a.m. sobre o valor total do reajuste extraordinário, tendo sido pago, à ITASA, em 04.07.2003, o montante de R$ 58.453, a título de adiantamento. Tal adiantamento teve início de quitação em 01.02.2004, remanescendo um saldo, em 31.12.2004, no valor de R$ 1.453, na rubrica "Adiantamentos a Fornecedores".

Conforme mencionado na Nota 13, em 21.06.2004 foi firmado novo Termo Aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, antecipando o término da vigência do reajuste extraordinário temporário, relativamente ao contrato de 167 MW, de 31.01.2005 para 30.06.2004. O reajuste extraordinário temporário decorrente do aditivo ao contrato de 61 MW continuará vigendo até seu vencimento, definido para 31.01.2005.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contrato firmado em 09.04.1999, aditado em 15.04.1999 e 09.11.2002, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmado em 05.01.2001, aditado em 06.03.2001 e 09.08.2002, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, nos montantes anuais de 1.125.616 MWh, 2.189.036 MWh e 2.395.903 MWh, a partir dos meses de outubro de 2002, novembro de 2002 e dezembro de 2002, respectivamente. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, celebrado em 05.01.2001, aditado em 09.03.2001 e 01.06.2002, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento.

Lages Bioenergética Ltda.

Contrato firmado em 02.01.2003, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Lages não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.03.2004, com o objetivo de regular a compra, pela controlada, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência de 01.04.2004 a 31.03.2017.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, celebrado em 01.04.2004, com término em 31.03.2012, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento. O valor contratual é reajustado anualmente com base na variação da remuneração definida em Acordo Coletivo de Trabalho dos empregados da Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Contrato firmado em 01.11.2004, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da controlada. O valor contratual é reajustado no menor período legalmente permitido (atualmente, período anual), pela variação do IGP-M.

Contrato com a Suez-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

Em 02.05.2002, a Companhia celebrou contrato com a Suez-Tractebel S.A. (atual denominação da Tractebel S.A.), sua controladora indireta, com sede em Bruxelas, Bélgica, cujo objeto é a prestação de serviços de consultoria em assuntos específicos por parte daquela empresa. A contratação foi aprovada por unanimidade pelos acionistas minoritários da Companhia, em AGE realizada em 29.04.2002, tendo o acionista controlador renunciado ao direito de voto. O prazo do contrato é de 36 meses, condicionada a sua revalidação, pelos acionistas minoritários, a cada período de 12 meses, em Assembléia convocada para este fim, e cuja eficácia ficou condicionada à aprovação da ANEEL, a qual se deu em 23.04.2003, através do Ofício nº 526/2003-SFF/ANEEL. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de 1.500.000 EUROS e os serviços executados e respectivos honorários são submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários. A primeira revalidação, pelos acionistas minoritários, ocorreu na AGE realizada em 12.04.2004.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	2004								2003	2002
	Tractebel EGI South America Ltda	Suez – Tractebel S.A.	CEM	ITASA	Lages	Tractebel Energia Comerc. Ltda	CESS	Total	Total	Total
Ativo										
Contas a receber	633	-	359	5.630	7.041	2.810	58	**16.531**	**114.701**	**2.766**
Passivo										
Fornecedores	-	-	29.839	12.472	1	-	-	**42.312**	**38.571**	**24.472**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	432.054	-	-	-	-	-	-	**432.054**	**357.234**	**-**
Resultado										
Receita operacional Suprimento de Energia	-	-	-	-	3.070	9.030	-	**12.100**	**-**	**-**
Receitas de serviços Administração	-	-	590	-	84	-	120	**794**	**620**	**316**
Operação e manutenção	-	-	1.561	8.733	960	-	-	**11.254**	**10.096**	**7.248**
Custo de Energia Elétrica e Serviços Compra energia	-	-	236.968	177.833	-	-	-	**414.801**	**412.490**	**146.163**
Outros	-	-	-	-	7	-	-	**7**	**-**	**-**
Despesas Gerais e Admin. Consultoria	-	5.254	-	-	-	-	-	**5.254**	**6.521**	**-**
Financeiro Receita	-		-	3.291	-	-	-	**3.291**	**6.745**	**143**
Despesa	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**4.752**

NOTA 24 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2004 totaliza R$ 623.048 (R$ 671.828 em 31.12.2003).

A ITASA, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu as seguintes garantias ao BNDES e aos Agentes Financeiros: a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; e b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com suas investidoras.

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações nº 98.2.654.3.1 e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 98.2.654.3.3, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES, o primeiro em 19.05.1999, e aditado em 25.05.1999, e o segundo em 05.04.2000. Também é interveniente no Contrato de Empréstimo n° 1260/OC/BR firmado em 08.12.2000 e aditado em 06.03.2001, com o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, tendo assumido, com ambos os agentes financeiros, as seguintes principais obrigações em relação aos contratos:

garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: a) de extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e b) celebração de acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão;

ceder ao BNDES e ao BID quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia deu ao BNDES e ao BID, em caução, a totalidade das ações de sua propriedade, representativas do capital social da CEM, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2004 totaliza R$ 558.525 (R$ 627.294 em 31.12.2003).

A CEM cedeu os recebíveis decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em garantia de pagamento de seus empréstimos e financiamentos.

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, em 25.07.2003, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 31.12.2004 totaliza R$ 48.743 (R$ 33.247 em 31.12.2003).

A Lages Bioenergética, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato acima citado, cedeu em garantia os recebíveis decorrentes da comercialização da energia elétrica proveniente da Unidade de Cogeração.

NOTA 25 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.515.233 mil, equivalentes a R$ 9.330.834 mil em 31.12.2004, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 459.900 mil, equivalentes a R$ 1.220.758 mil em 31.12.2004. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000 mil, equivalentes a R$ 398.160 mil em 31.12.2004, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A partir de 19.12.2003 a UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, foi incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 320.000 mil, equivalentes a R$ 849.408 mil em 31.12.2004, e lucro cessante de US$ 71.000 mil, equivalentes a R$ 188.462 mil em 31.12.2004, através do endosso nº 1095000026.

A controlada CEM mantém a cobertura de manutenção ampla pelo período de dois anos após a entrada em operação da 3ª unidade da usina, cuja data, prevista na apólice foi 15.01.2003.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 132.720 mil em 31.12.2004. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de Riscos Operacionais com cobertura de US$ 20.000 mil equivalentes a R$ 53.088 mil em 31.12.2004, e seguro de Riscos de Engenharia com cobertura de obras civis em construção, instalação e montagem, inclusive na fase de testes e durante 12 meses de manutenção ampla, bem como a cobertura de responsabilidade civil geral e cruzada, com as seguintes vigências:

- Obras civis em construção / instalação e montagem – 01.11.2002 a 31.12.2003

- Testes – 28.11.2003 a 12.12.2004

- Manutenção – 12.02.2004 a 12.02.2005

Os limites máximos de indenização são os seguintes:

- Obras civis em construção / instalação e montagem – R$ 44.712 mil

- Responsabilidade civil geral e cruzada – R$ 1.806 mil

NOTA 26 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Além dos contratos com sociedades controladas e com a controladora indireta citados na Nota 23, a Companhia possui direitos e compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

Em conformidade com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, estabelecendo que o acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica sejam contratados separadamente da compra e venda de energia propriamente dita, a Companhia, em 20 de agosto de 1998, assinou o Contrato de Conexão com a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, com vigência a partir de 1º de setembro de 1998.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

A Companhia firmou contrato de uso do sistema de transmissão, de acordo com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, com a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, garantindo o uso da Rede Básica para entrega da energia elétrica vendida através dos Contratos Iniciais. O contrato tem vigência a partir de 1º de setembro de 1998 e os encargos decorrentes serão integralmente atribuídos às concessionárias de distribuição, conforme Resolução ANEEL nº 248, de 07 de agosto de 1998, não representando, portanto, ônus para a Companhia.

Para atender os contratos de venda da energia elétrica liberada dos Contratos Iniciais e da energia elétrica oriunda das usinas que entraram em operação comercial a partir de 01.01.2002, a Companhia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, através dos quais assumiu 50% dos custos de transmissão, ficando os 50% restantes sob a responsabilidade das concessionárias distribuidoras. Os custos, para a Companhia, totalizaram R$ 100.964 em 2004 (R$ 33.617 em 2003).

c) Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A Companhia celebrou, com base na Lei 9.648/98, artigo 10 e nas normas do GCOI, os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica com as concessionárias abaixo relacionadas, os quais estão sendo reduzidos em 25% ao ano, a partir de 2003, até a completa extinção em 31.12.2005. As quantidades abaixo indicadas referem-se aos saldos contratuais para suprimento no período de 01.01.2005 a 31.12.2005:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: – Total de 740.220 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: – Total de 2.555.730 MWh;
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE: – Total de 269.370 MWh;
- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL: – Total de 617.580 MWh;
- Furnas Centrais Elétricas S.A.: – Total de 1.145.370 MWh;
- AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.: – Total de 860.670 MWh.

d) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

A energia não comprometida com os Contratos Iniciais, inclusive a que está sendo liberada daqueles contratos a partir de 2003, vem sendo contratada com empresas distribuidoras e consumidores livres. Desta forma, a Companhia possui, entre outros, os seguintes principais contratos para venda de energia elétrica:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: Período de 01.01.2005 a 31.12.2014 – Total de 34.333.312 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Período de 01.01.2005 a 31.12.2008 - Total de 23.850.323 MWh;
- Companhia Paulista de Força e Luz: Período de 01.01.2005 a 31.12.2010 – Total de 9.832.987 MWh;
- Companhia Piratininga de Força e Luz: Período de 01.01.2005 a 31.12.2010 – Montante global de 5.770.269 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Período de 01.01.2005 a 31.12.2007 – Total de 394.560 MWh;
- Light Serviços de Eletricidade S.A.: Período de 01.01.2005 a 31.12.2005 – Total de 105.120 MWh; e 01.01.2005 a 31.12.2007 – Total de 999.552 MWh;

- Comercializadoras: O total global dos contratos com concessionárias comercializadoras, referente ao período de 01.01.2005 a 31.12.2007 é de 11.156.534 MWh, de 01.01.2005 a 31.12.2010 é de 6.926.416 MWh e de 01.01.2005 a 31.12.2014 é de 10.051.613 MWh;
- Consumidores Livres: Os contratos com clientes Consumidores Livres, para o período de 01.01.2005 a 31.12.2007, totalizam 8.913.109 MWh; de 01.01.2005 a 31.12.2010, 6.399.197 MWh e de 01.01.2005 a 31.12.2012, 7.243.352 MWh.

e) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Interconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL.

f) Compra de gás natural

Em 10 de novembro de 2000, a Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de 5 anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS.

f) Revitalização dos geradores da Usina Hidrelétrica Salto Osório

Em 19 de dezembro de 2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hydro Inepar do Brasil S.A., com vigência de quatro anos, para a reforma geral das seis unidades geradoras da UHE Salto Osório.

NOTA 27 – SEVIÇOS DE AUDITORIA

Os auditores independentes da Companhia e de suas controladas não prestam outros serviços além dos serviços de auditoria contábil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciscus María Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Beeuwsaert
Conselheiro

Nicolas Alain Marie Tissot
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Waltamir Barreiros
Contador – CRC SC 008283/O-8

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Administradores da

Tractebel Energia S.A.

Florianópolis - SC

1. Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da Tractebel Energia S.A., levantados em 31 de dezembro de 2004 e 31 de dezembro de 2003, e as demonstrações dos resultados consolidadas, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos consolidadas correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 31 de dezembro de 2003 e 31 de dezembro de 2002, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia e de suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e de suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimonial e financeira consolidadas da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2004 e 31 de dezembro de 2003, e os resultados consolidados de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações consolidadas de seus recursos correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 31 de dezembro de 2003 e 31 de dezembro de 2002, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. A Companhia, baseada em projeções de fluxo de caixa futuro descontado a valor presente, elaboradas internamente, avaliou que alguns ativos não serão recuperados pelas suas operações futuras. A Administração da Companhia entende que esses ativos, em conjunto com os demais ativos operacionais, produzirão fluxo de caixa futuro positivo.

Rio de Janeiro, 31 de janeiro de 2005

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC - SP 011609/O-S-SC

Celso de Almeida Moraes
Contador
CRC - SP 124669/O-S-SC

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

EM

30 DE SETEMBRO DE 2005 e 2004

TRACTEBEL ENERGIA S. A.

DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

U. O. CONTABILIDADE – DCO

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
(em milhares de reais)

ATIVO

	30.09.2005	31.12.2004
	(não auditado)	
CIRCULANTE		
Numerário disponível	9.940	7.710
Títulos e valores mobiliários	538.485	651.704
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(17.427)	(17.427)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	407.992	412.272
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(122.499)	(131.625)
Cauções e depósitos vinculados - CCEE	11.039	10.427
Devedores diversos – concessionário energia elétrica	15.630	7.809
Adiantamentos a fornecedores	4.920	8.849
Créditos da conta consumo de combustível – CCC/CDE	30.889	35.538
Alienações, serviços em curso e dispêndios a reembolsar	7.130	8.050
Tributos e contribuições sociais a recuperar	77.311	107.684
(-) Provisão para perdas na recuperação de crédito de ICMS	(38.271)	(32.977)
Ativo fiscal diferido	65.122	98.173
Almoxarifado	16.666	13.610
Despesas pagas antecipadamente	13.117	5.800
Outros	8.198	7.817
	1.028.242	**1.193.414**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO		
Concessionárias e permissionárias	7.846	14.920
Devedores diversos	31.203	16.572
Títulos e valores mobiliários	36.125	35.550
Tributos e contribuições sociais a recuperar	10.451	8.684
Cauções e depósitos vinculados	29.074	53.536
Depósitos judiciais	47.744	26.050
Alienação de bens e direitos	59.914	29.303
Ativo fiscal diferido	180.115	186.643
Despesas pagas antecipadamente	1.614	-
Outros	483	483
	404.569	**371.741**
PERMANENTE		
Investimentos	45.305	50.365
Imobilizado	4.389.449	4.536.430
Diferido	46.289	53.202
	4.481.043	**4.639.997**
TOTAL DO ATIVO	**5.913.854**	**6.205.152**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
(em milhares de reais)

PASSIVO

	30.09.2005	31.12.2004
	(não auditado)	
CIRCULANTE		
Fornecedores	110.034	117.286
Dividendos e juros sobre o capital próprio	3.408	553.045
Empréstimos e financiamentos	221.583	265.410
Encargos de empréstimos e financiamentos	19.346	12.302
Debêntures	16.176	18.599
Encargos de debêntures	18.780	4.761
Tributos e contribuições sociais correntes	31.062	74.897
Tributos e contribuições sociais parcelados	1.003	979
Obrigações estimadas	31.845	36.540
Provisão para contingências	1.974	731
Benefícios pós-emprego	40.800	51.619
Passivo fiscal diferido	36.532	39.616
Concessões a Pagar	1.528	1.472
Operações com derivativos	78.902	28.002
Outros	30.499	27.998
	643.472	**1.233.257**
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Empréstimos e financiamentos	963.566	1.539.409
Debêntures	344.652	153.619
Operações com derivativos	21.619	-
Tributos e contribuições sociais parcelados	6.433	7.016
Obrigações estimadas	13.989	17.333
Provisões para contingências	143.505	108.637
Concessões a pagar	173.390	160.417
Benefícios pós-emprego	226.220	198.508
	1.893.374	**2.184.939**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	249.495	249.495
Lucros acumulados	590.052	-
	3.377.008	**2.786.956**
TOTAL DO PASSIVO	**5.913.854**	**6.205.152**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

PARA OS PERÍODOS DE 9 MESES FINDOS EM

(em milhares de reais)

	30.09.2005 (não auditado)	30.09.2004 (não auditado)
RECEITAS OPERACIONAIS BRUTAS		
Fornecimento de energia elétrica	343.646	276.367
Suprimento de energia elétrica	1.578.150	1.499.170
Subvenção combustível – CCC/CDE	257.796	198.344
Serviço prestado	4.007	3.470
Venda de cinzas	5.713	7.269
Outras receitas	2.732	1.010
	2.192.044	**1.985.630**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Impostos e contribuições sobre a receita	(227.590)	(129.671)
Venda de cinzas líquidas de impostos – CCC/CDE	(4.358)	(2.957)
	(231.948)	**(132.628)**
RECEITAS LÍQUIDAS DE VENDAS E SERVIÇOS	**1.960.096**	**1.853.002**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS		
Energia elétrica comprada para revenda	(128.774)	(245.942)
Custo de produção de energia elétrica	(658.059)	(567.651)
Custo dos serviços prestados	(6.719)	(6.442)
	(793.552)	**(820.035)**
LUCRO BRUTO	**1.166.544**	**1.032.967**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(121.164)	(111.359)
Despesas gerais e administrativas	(118.977)	(128.499)
	(240.141)	**(239.858)**
Resultado do serviço	**926.403**	**793.109**
Resultado de participações societárias		
Amortização de ágio	(5.060)	(5.060)
	(5.060)	**(5.060)**
Receitas (despesas) financeiras		
Renda de aplicações financeiras	70.058	41.229
Encargos de dívidas	(92.304)	(133.816)
Encargos de debêntures	(25.200)	(16.297)
Encargos sobre concessão ANEEL	(11.716)	(9.736)
Perdas com swap de taxa de câmbio /juros	(125.745)	(1.150)
Variação monetária sobre empréstimos e financiamentos	155.090	8.068
Variação monetária - debêntures	2.664	(7.613)
Variação monetária sobre concessão ANEEL	(2.409)	(14.282)
Variações monetárias – outras líquidas	(6.596)	(5.170)
Outras	(32.266)	(9.971)
	(68.424)	**(148.738)**
RESULTADO OPERACIONAL	**852.919**	**639.311**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**3.515**	**(2.635)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**856.434**	**636.676**
Contribuição social	(66.774)	(57.389)
Imposto de renda	(89.608)	(45.386)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**700.052**	**533.901**
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM 30.09.2005 E POR LOTE DE MIL AÇÕES EM 30.09.2004	**1,0725**	**0,8179**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMOSTRAÇÕES FINANCEIRAS (NÃO AUDITADO)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis – SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Sua capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá e Cana Brava e da Unidade de Co-geração Lages, é de 5.859 MW, dos quais 79,30% em usinas hidrelétricas e 20,70% em termelétricas, compostos pelo seguinte parque gerador em operação: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e Unidade de Co-geração Lages (SC).

A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo os contratos para compra de longo prazo firmados com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA e com a Companhia de Interconexão Energética – CIEN, é de 5.968 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 9-d.

O controle acionário da Companhia pertence à Suez Energy South America Participações Ltda., nova denominação da Tractebel EGI South America Ltda, empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Sociètè Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França.

A Companhia possui participação societária nas seguintes empresas:

Empresa	Participação	Localização	Empreendimento
Ita Energética S.A. – ITASA	48,75%	Divisa SC/RS	UHE - Itá
Companhia Energética Meridional - CEM	99,99%	Goiás - GO	UHE – Cana Brava
Lages Bioenergética Ltda	99,99%	Lages – SC	Co-geração Lages
Tractebel Energia Comercializadora Ltda	99,99%	Florianópolis - SC	-
Delta Energética S.A.	99,99%	Florianópolis - SC	-

As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 8-b.

NOTA 2 - APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Todos os valores apresentados (textos e tabelas) no Balanço Patrimonial, na Demonstração do Resultado, nas Notas Explicativas e nos demais quadros estão expressos em milhares de Reais, exceto onde indicado de maneira diferente.

Reconhecimento dos efeitos inflacionários

Estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249, de 26.12.1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31.12.1995.

Critérios gerais de avaliação

a) Ativos circulante e realizável a longo prazo

Os títulos e valores mobiliários são registrados ao custo e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data-base das Informações Trimestrais. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados através de constituição de provisão;

a provisão para créditos de liquidação duvidosa está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, no âmbito do, à época, Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. As demais contas a receber possuem garantias ou ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão (ver Nota 4);

o imposto de renda e a contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido) são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data-base das Informações Trimestrais, e são reconhecidos com base em prejuízos fiscais e diferenças temporárias. A segregação entre circulante e realizável a longo prazo obedece à expectativa de realização dos valores que lhe deram origem;

os materiais em estoque são registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado;

os ativos indexados são atualizados até a data-base das Informações Trimestrais.

b) Permanente

Os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos pelo custo de aquisição, que não excede o valor de mercado;

o imobilizado é registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 002, de 24.12.1997, e nº 044, de 17.03.1999, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas, em consonância com os citados atos normativos, estão demonstradas na Nota 9;

os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado;

até 31.12.1998, foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico. A partir de 01.01.1999, a Companhia descontinuou esta prática e a partir de 01.01.2002 a mesma deixou de ser praticada no setor elétrico brasileiro, em função de alteração das normas da ANEEL que disciplinavam esta matéria.

c) Passivos circulante e exigível a longo prazo

Os benefícios futuros a empregados (benefícios pós-emprego) são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas, e complementados pelos valores projetados atuarialmente (ver Nota 17);

os financiamentos, os recursos de debêntures e os encargos decorrentes de ambos, apropriados até a data-base das Informações Trimestrais são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 12 e Nota 13) e as demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

d) Resultado do período

As receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

e) Arrendamento mercantil

As operações de arrendamento mercantil existentes na Companhia não possuem valores relevantes e são reconhecidas diretamente no resultado, com base nas contraprestações contratuais (ver Nota 21).

Demonstrações Financeiras Consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado (ver Nota 8-b.1).

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 8-b), não há efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações financeiras consolidadas.

NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	30.09.2005	31.12.2004
Circulante		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	106.111	440.035
Letras Financeiras do Tesouro – LFT	125.394	167.666
Letras do Tesouro Nacional – LTN	185.644	-
Ajuste negativo de operações com swaps	-	(13.698)
Operações compromissadas com títulos públicos federais	85.314	33.925
Notas do Tesouro Nacional – NTN	4.707	-
Notas do Banco Central – NBC-E	31.315	23.776
	538.485	**651.704**
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(17.427)	(17.427)
	521.058	**634.277**
Longo Prazo		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	**36.125**	**35.550**

Os títulos e valores mobiliários estão registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até 30.09.2005 e 31.12.2004, cujos valores contábeis não excedem aos preços médios de mercado, podendo ser negociados independentemente de seus vencimentos, sem prejuízo dos rendimentos.

A Companhia possui, por meio do Fundo de Investimentos Exclusivo, CDBs e LFTs, ambos indexados ao CDI, e operações de *swaps* realizadas no mercado de balcão com registro e liquidação na Cetip, em que o Fundo fica ativo em câmbio e passivo em CDI.

A provisão para perdas em aplicações financeiras refere-se a aplicações em CDB que a Companhia possui no Banco Santos S.A., o qual teve a falência decretada em 20.09.2005.

NOTA 4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	30.09.2005				31.12.2004
		Vencidos			
	Vincendos	até 90 dias	mais de 90 dias	Total	Total
Circulante					
Consumidores livres	46.106	451	2.333	48.890	35.286
Concessionárias	168.357	4	-	168.361	170.250
Comercializadoras	50.154	-	-	50.154	40.524
Exportação	75	-	740	815	740
Transações no âmbito do MAE	125.822	-	13.950	139.772	165.472
	390.514	**455**	**17.023**	**407.992**	**412.272**
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(110.470)	-	(12.029)	(122.499)	(131.625)
	280.044	**455**	**4.994**	**285.493**	**280.647**
Longo prazo					
Transações no âmbito do MAE	7.846	-	-	7.846	14.920
	7.846	**-**	**-**	**7.846**	**14.920**

A energia elétrica fornecida a clientes enquadrados na categoria "Consumidores Livres" tem suas respectivas faturas com vencimento no dia 15 do mês subseqüente ao do fornecimento.

As faturas de suprimento a concessionárias são desdobradas em três parcelas iguais, com vencimento nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao do suprimento e no dia 5 do segundo mês subseqüente.

Os valores indicados na rubrica Consumidores livres como vencidos, de R$ 451 e R$ 2.333, estão em processo de negociação com os clientes.

O valor de R$ 13.950 vencido há mais de 90 dias, indicado na rubrica Transação no Âmbito do MAE, refere-se a débito de agente inadimplente na 1ª liquidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, realizada em 30.12.2002. Tal valor está sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R$ 12.029, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

Em setembro de 2003, a Companhia constituiu provisão, no valor de R$ 143.720, em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do MAE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Despacho ANEEL nº 288, de 16.05.2002. A referida provisão vem sendo ajustada em face de desistências por parte de autores das ações impetradas.

Em 22.07.2005, a CCEE comunicou que um dos agentes devedores desistiu da ação judicial e que seu débito, que para a Companhia representava R$ 9.126, foi objeto de liquidação financeira especial, o que resultou em ajuste da provisão para R$ 110.470.

NOTA 5 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	30.09.2005				31.12.2004
Natureza dos créditos	**Base de cálculo**	**Imposto de renda**	**Contribuição social**	**Total**	**Total**
Provisão para perdas Jacuí	303.131	-	27.282	27.282	54.555
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	238.882	33.433	-	33.433	33.433
Benefícios pós-emprego	131.565	32.891	11.841	44.732	51.316
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.499	30.625	11.025	41.650	44.752
Provisão para contingências	144.235	36.059	12.980	49.039	37.844
Provisão para depreciação acelerada UTE William Arjona	32.708	8.177	2.944	11.121	11.972
Provisão para perdas com créditos de ICMS	38.271	9.568	3.444	13.012	11.212
Provisão para grandes manutenções	30.703	7.676	2.763	10.439	10.442
Provisão para perdas em aplicações financeiras	17.427	4.357	1.569	5.926	5.926
Provisão participação de empregados nos lucros	6.500	-	-	-	2.210
Provisão bônus gerencial	701	175	63	238	1.360
Provisão aquisição energia elétrica	1.467	-	-	-	499
Provisão honorários advocatícios	624	156	56	212	206
Prejuízo fiscal	11.017	2.754	-	2.754	4.501
Base negativa da contribuição social	59.991	-	5.399	5.399	14.588
		165.871	**79.366**	**245.237**	**284.816**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		48.772	16.350	65.122	98.173
Realizável a longo prazo		117.099	63.016	180.115	186.643
		165.871	**79.366**	**245.237**	**284.816**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. No que se refere ao ativo fiscal diferido decorrente da base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de sua base, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subseqüentes.

Conforme mencionado na Nota 9, a Companhia, em julho de 2004, transferiu 33,33% do empreendimento Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no projeto Jacuí, correspondente a 66,66%, ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela ELEJA, e de venda, pela Companhia. Em 29.07.2005 a ELEJA adquiriu da Companhia participação adicional de 33,33% do projeto Jacuí, passando a ser titular de 66,66% do mesmo, mediante o exercício da primeira das suas opções de compra previstas no contrato. Em decorrência deste fato, houve reversão de parte da provisão para perdas econômicas, no montante de R$ 303.040.

A realização da provisão para perdas econômicas da UTE Jacuí no ano de 2006 está baseada no pressuposto do exercício das opções de venda e compra pela Companhia e pela ELEJA, neste ano, da participação remanescente de 33,34% do projeto Jacuí. O valor do ativo fiscal diferido, já reconhecido contabilmente, refere-se à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e foi registrado em 1997. A Administração da Companhia está aguardando definições quanto ao exercício das opções de compra e venda para reconhecer o Imposto de Renda sobre a referida provisão, no valor de R$ 75.783.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia indicam que os ativos fiscais diferidos existentes serão totalmente recuperados por lucros tributáveis futuros. Referidos estudos técnicos estão em consonância com a Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

O horizonte de realização desses ativos e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

Natureza dos ativos	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**Próximos 2 anos**	**Próximos 3 anos**	**Após 2014**	**Total**
Provisão para perdas Jacuí	-	27.282	-	-	-	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	836	3.343	3.343	3.343	3.344	6.687	10.030	2.507	33.433
Demais diferenças temporárias	9.814	18.496	11.983	15.693	23.019	85.159	11.876	329	176.369
Prejuízo fiscal	82	808	1.302	562	-	-	-	-	2.754
Base negativa da contribuição social	4.399	287	464	249	-	-	-	-	5.399
Ativo fiscal diferido, registrado	**15.131**	**50.216**	**17.092**	**19.847**	**26.363**	**91.846**	**21.906**	**2.836**	**245.237**
Ativo fiscal diferido, não registrado									
Ativo fiscal diferido, Jacuí	-	75.783	-	-	-	-	-	-	75.783
Ativo fiscal diferido – RIC	-	-	-	-	-	-	-	26.288	26.288
	-	**75.783**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**26.288**	**102.071**

Na elaboração do quadro acima, o ano de 2005 compreende somente 3 meses (outubro a dezembro).

A realização da RIC ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido no valor de R$ 26.288 (R$ 28.843 em 31.12.2004)

NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	30.09.2005		30.09.2004	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**856.434**	**856.434**	**636.676**	**636.676**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	-	5.060	-	5.060
Gratificação e 13º de dirigentes	-	1.371	-	1.065
Doações incentivadas	924	924	150	150
Doações indedutíveis	115	115	758	758
Multas	(291)	(291)	-	-
Ajuste de controlada tributada pelo lucro presumido	(5.711)	(6.805)	(1.196)	(1.824)
Outras despesas indedutíveis	254	254	468	468
Exclusões				
Reversão de juros sobre o capital próprio	(110.000)	(110.000)	-	-
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	(303.040)	-	(365.581)
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(81.465)	-	(95.085)
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**741.725**	**362.557**	**636.856**	**181.687**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(66.755)**	**(90.639)**	**(57.317)**	**(45.422)**
Incentivos fiscais	-	924	-	150
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	81	-	54
Contribuição social e imposto de renda sobre prejuízos de controladas não reconhecidos em créditos fiscais diferidos	-	-	(132)	(337)
Outros	(19)	26	60	169
(=) Contribuição social e imposto renda no resultado	**(66.774)**	**(89.608)**	**(57.389)**	**(45.386)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(30.766)	(89.124)	(18.214)	(44.005)
Diferido	(36.008)	(484)	(39.175)	(1.381)
	(66.774)	**(89.608)**	**(57.389)**	**(45.386)**

NOTA 7 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Em 04.06.2004, a Companhia transferiu 33,33% do projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA, por R$ 29.000, e em 29.07.2005 a ELEJA adquiriu participação adicional de 33,33% do referido empreendimento, por R$ 31.181, mediante exercício da primeira opção de compra, prevista no contrato firmado em 04.06.2004, passando a ser titular de 66,66% do mesmo.

De acordo com as condições contratuais os valores acima mencionados estão sendo atualizados pelo IGP-DI e perfazem, em 30.09.2005, o montante de R$ 29.812 (R$ 29.303 em 31.12.2004) e R$ 30.102, respectivamente.

NOTA 8 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	30.09.2005	31.12.2004
Participações societárias permanentes avaliadas pela equivalência patrimonial		
Itá Energética S.A. – ITASA		
Ágio	10.871	12.587
Companhia Energética Meridional – CEM		
Ágio	32.318	35.662
	43.189	**48.249**
Participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição		
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE		
Quota de participação	**3**	**3**
	43.192	**48.252**
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	**1.742**	**1.742**
Outros investimentos	**371**	**371**
	45.305	**50.365**

b) Participações societárias permanentes

b.1 - Itá Energética S.A. – ITASA (Controlada em conjunto)

As ações representativas do capital social da ITASA são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional – CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A ITASA tem como objetivo a exploração da UHE Itá em parceria, através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, entre os Municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS) e possui capacidade instalada de 1.450 MW, proveniente de 5 grupos geradores de 290 MW, tendo a última unidade entrado em operação em março de 2001.

Nos termos do Contrato de Consórcio, a ITASA tem direito a 60,5% de 668 MW médios, que correspondem à Energia Assegurada da UHE Itá.

As informações pertinentes à participação na controlada em conjunto estão demonstradas a seguir:

	30.09.2005	31.12.2004
Quantidade de ações do capital social	520.219.172	520.219.172
Quantidade de ações de propriedade da Tractebel Energia	253.606.840	253.606.840
Participação %	48,75	48,75
Capital social	426.300	426.300
Patrimônio líquido	551.762	520.516
Resultado do período	31.246	13.613

O ágio na aquisição do investimento tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com as premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para o período de concessão.

A avaliação considerou a relação de *debt/equity* de 50/50 para a implementação do projeto Itá, utilizando-se taxas de desconto de 11,0% para capital de terceiros e de 11,5% para capital próprio.
O ágio amortizado no período de janeiro a setembro de 2005, foi de R$ 1.716 (R$ 1.716 em igual período de 2004)

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados na proporção do investimento da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	**30.09.2005**	**31.12.2004**
Circulante	77.766	54.885
Realizável a longo prazo	10.204	13.942
Permanente	1.074.201	1.105.752
	1.162.171	**1.174.579**
PASSIVO		
Circulante	103.018	108.855
Exigível a longo prazo	507.391	545.208
Patrimônio líquido	551.762	520.516
	1.162.171	**1.174.579**

RESULTADO	**30.09.2005**	**30.09.2004**
Receitas operacionais brutas	185.352	251.309
Deduções da receita operacional	(17.145)	(21.949)
Receitas líquidas de vendas	**168.207**	**229.360**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica – exposição no MAE	(1.331)	(89.928)
Custo de produção de energia elétrica	(40.098)	(35.046)
	(41.429)	**(124.974)**
LUCRO BRUTO	**126.778**	**104.386**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(14.469)	(16.746)
Despesas gerais e administrativas	(14.295)	(14.532)
	(28.764)	**(31.278)**
Resultado do serviço	**98.014**	**73.108**
Despesas financeiras líquidas	**(50.613)**	**(76.011)**
RESULTADO OPERACIONAL	**47.401**	**(2.903)**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**-**	**(1)**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**47.401**	**(2.904)**
Imposto de renda e contribuição social	**(16.155)**	**-**
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	**31.246**	**(2.904)**

b.2 - Companhia Energética Meridional – CEM (Controlada)

A CEM detém a concessão da UHE Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW e 273,4 MW médios de energia assegurada. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência de 35 anos, a partir de 27.08.1998.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	30.09.2005			31.12.2004
	Ações			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Total
Quantidade de ações do capital social	118.849.336	225.678.665	344.528.001	225.170.692
Quantidade de ações de propriedade da Tractebel Energia	118.849.332	225.678.665	344.527.997	225.170.688
Participação %	99,99	100,00	99,99	99,99
Capital social	145.415	278.807	424.222	224.222
Patrimônio líquido	-	-	572.141	348.563
Resultado do período	-	-	53.578	68.785

O ágio na aquisição do controle acionário tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos, a partir de janeiro de 2003.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina, ajustado a valor presente com taxa de desconto de 14% a.a.

A avaliação levou em consideração a relação *debt/equity* de 70/30 para a construção da usina. Parte do ágio está associada aos bônus de subscrição adquiridos na transação, que foram utilizados para aporte de capital durante a fase pré-operacional da investida.

O ágio amortizado no período de janeiro a setembro de 2005, foi de R$ 3.344 (R$ 3.344 em igual período de 2004).

b.3 – Lages Bioenergética Ltda. (Controlada)

Sociedade constituída em 26.06.2002, tendo recebido autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30.10.2002, para estabelecer-se como Produtor Independente, mediante a implantação da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages – SC, com um turbogerador a vapor de 28 MW, utilizando resíduos de madeira como combustível. A unidade de co-geração possui um sistema de transmissão de interesse restrito, composto de uma subestação com transformador de 31.250 kVA – 13,8/138 kV e de uma linha de transmissão de 138 kV, em circuito simples, de aproximadamente 5 km de extensão. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002. As obras do empreendimento iniciaram em janeiro de 2003 com previsão de conclusão para abril de 2004, contudo, o cronograma foi antecipado e sua conclusão ocorreu em 16.12.2003. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do Despacho nº 990, de 19.12.2003, liberou o inicio da operação comercial da central geradora a partir do dia 23.12.2003.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	30.09.2005	31.12.2004
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	30.529.984
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	30.529.983	30.529.983
Participação %	99,99	99,99
Capital social	30.530	30.530
Patrimônio líquido	39.905	37.067
Resultado do período	9.375	6.537

b.4 – Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (Controlada)

A Tractebel Energia Comercializadora Ltda., com sede em Florianópolis - SC, foi constituída em 16.10.2000. Tem como objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem assim a intermediação de qualquer dessas operações.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	30.09.2005	31.12.2004
Quotas que compõem o capital social	2.200.000	1.000.000
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	2.199.999	999.999
Participação %	99,99	99,99
Capital social	2.200	1.000
Patrimônio líquido	13.851	1.423
Resultado do período	11.228	439

b.5 – Delta Energética S.A. (Controlada)

A Companhia detém 9.999 das 10.000 ações que compõem o Capital Social da Delta. Esta controlada foi constituída em 31.10.2001, sob a denominação de Delta Participações S.A. e em 26.04.2004 teve sua denominação social alterada para Delta Energética S.A. A controlada não exerceu atividades até o presente momento.

NOTA 9 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Taxas médias de reintegração	30.09.2005 Custo corrigido	31.12.2004 Custo corrigido
Imobilizações em Serviço			
Intangível			
Direito de Exploração UHE Cana Brava		88.664	88.664
(-) Amortização Acumulada	3,2	(9.084)	(6.950)
		79.580	**81.714**
Tangível			
Geração Hidráulica			
UHE Salto Santiago	2,5	638.934	638.767
UHE Salto Osório	2,8	297.054	288.901
UHE Passo Fundo	2,5	123.120	123.257
UHE Itá (participação em consórcio)	2,3	1.779.342	1.779.329
UHE Cana Brava	2,5	871.278	869.322
UHE Machadinho (participação em consórcio)	2,5	178.969	178.888
		3.888.697	3.878.464
(-) Depreciação Acumulada		(1.076.339)	(1.011.868)
		2.812.358	**2.866.596**
Geração Térmica			
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.456.991	2.453.365
UTE Charqueadas	4,4	54.808	55.006
UTE Alegrete	4,1	8.101	8.101
UTE Willian Arjona	4,3	174.498	139.900
UTE Lages	4,3	68.048	57.843
		2.762.446	2.714.215
(-) Depreciação Acumulada		(1.289.411)	(1.180.899)
		1.473.035	**1.533.316**
Sistema de Comunicação	6,1	1.102	1.102
(-) Depreciação Acumulada		(778)	(433)
		324	**669**
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	36.700	31.388
(-) Depreciação Acumulada		(19.849)	(17.101)
		16.851	**14.287**
		4.382.148	**4.496.582**

Composição do Ativo Imobilizado (continuação)

	30.09.2005 Custo corrigido	31.12.2004 Custo corrigido
Total das Imobilizações em Serviço	**4.382.148**	**4.496.582**
Imobilizações em Curso		
Geração Hidráulica		
UHE Salto Santiago (obra de adição)	776	890
UHE Salto Osório (obra de adição)	8.658	16.504
UHE Itá (custos retardatários)	6.702	5.471
UHE Cana Brava	367	1.602
Outros	666	194
	17.169	**24.661**
Geração Térmica		
UTE Jacuí	26.541	52.320
Complexo Jorge Lacerda (obra de adição)	12.770	7.680
UTE Charqueadas (obra de adição)	1.253	421
UTE Lages	2.708	9.646
Outros	83	15
	43.355	**70.082**
Outros	**3.466**	**1.794**
	63.990	**96.537**
Imobilizações líquidas	**4.446.138**	**4.593.119**
Obrigações Especiais	**(56.689)**	**(56.689)**
	4.389.449	**4.536.430**

b) Mutação no período

	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2004	**4.496.582**	**96.537**	**4.593.119**
Aquisições	2.291	29.974	32.265
Transferências	36.096	(36.096)	-
Depreciação	(151.260)	-	(151.260)
Baixas	(1.561)	(26.425)	(27.986)
	4.382.148	**63.990**	**4.446.138**
Obrigações Especiais	(56.689)	-	(56.689)
Saldo em 30.09.2005	**4.325.459**	**63.990**	**4.389.449**

c) Obrigações especiais

Referem-se a obrigações vinculadas ao serviço público de energia elétrica e representam os valores aplicados nos empreendimentos sob concessão, com recursos da União, e de doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador. A quitação dessas obrigações dar-se-á no vencimento das respectivas concessões, estabelecido pelo Poder Concedente. A composição destas obrigações, em 30.09.2005 e 31.12.2004, é a seguinte:

Doações e subvenções destinadas a investimentos	48.062
Reversão e amortização	2.230
Participação da União	3.758
Outras	2.639
	56.689

d) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá	Controladora/ ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Jacuí	Controladora	350	07.02.2002	07.02.2032
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. – ITASA (ver Nota 8-b.1).

A concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho, do qual a Companhia é a líder e detém participação de 16,94%.

e) Usina Termelétrica Jacuí

Em junho de 2004, após conduzir um processo competitivo entre potenciais terceiros interessados no projeto Jacuí, a Companhia transferiu 33,33% do projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA, por R$ 29.000. A ELEJA é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do projeto Jacuí. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no projeto Jacuí, correspondente a 66,66%, ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela ELEJA, e de venda, pela Companhia. Em 29.07.2005 a ELEJA adquiriu da Companhia participação adicional de 33,33% do projeto Jacuí, por R$ 31.181, passando a ser titular de 66,66% do mesmo, mediante o exercício da primeira das suas opções de compra previstas no contrato. Em 2006, tanto a Companhia como a ELEJA poderão exercer suas opções de venda e compra, reciprocamente, da participação remanescente da Companhia no projeto Jacuí, hipótese em que a ELEJA passaria a ser detentora de 100% do projeto Jacuí. Nos termos do contrato, a ELEJA assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto Jacuí. Em 2005, a autorização para a implantação e exploração da UTE Jacuí foi transferida da Companhia para a ELEJA, conforme aprovação da ANEEL.

Os valores associados aos ativos baixados pela Companhia, neste período, em decorrência dos fatos acima informados, são os seguintes:

Custo bruto	400.696
Remuneração das imobilizações em curso - RIC	(71.242)
Sub-total	329.454
Reversão de provisão	(303.040)
Valor contábil líquido	**26.414**

f) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

g) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a UTE Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete – RS, de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

NOTA 10 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da UTE William Arjona, com potência total de 70 MW, utilizam gás natural para geração de energia elétrica e foram implantadas com o objetivo específico de atender a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, sob a regência do Contrato de Suprimento de Energia Elétrica firmado em 10.01.2002, com vigência até 31.12.2004.

A Administração da Companhia vinha considerando a possibilidade de desativar tais unidades geradoras no final do contrato com a CBEE. Em linha com esta possibilidade, a Companhia amortizou o valor econômico destes ativos no período de sua utilização, mantendo um valor residual de R$ 68.485, que era compatível com o valor estimado de alienação. O valor amortizado no período de 2002 a 2004 foi de R$ 35.214.

Em 26.10.2004, a Administração da Companhia comunicou à Assessoria do Ministério de Minas e Energia que, após o término do contrato com a CBEE, as referidas unidades geradoras seriam mantidas, estando à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema – ONS, a partir de 1º de janeiro de 2005, nas mesmas condições das unidades 1, 2 e 3.

Desta forma, o processo de depreciação das referidas unidades não foi interrompido. Concomitantemente com a depreciação, a Companhia está revertendo a amortização acelerada reconhecida ao longo do contrato com a CBEE.

NOTA 11 - FORNECEDORES

	30.09.2005	31.12.2004
Energia elétrica	16.846	32.598
Combustíveis fósseis	38.964	37.445
Encargos de uso da rede elétrica	34.716	23.074
Materiais e serviços	19.508	24.169
	110.034	**117.286**

NOTA 12 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

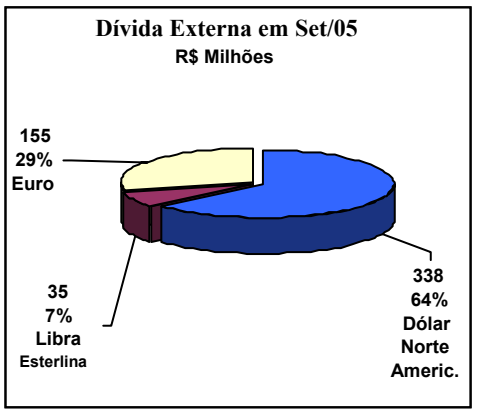
a) Composição:

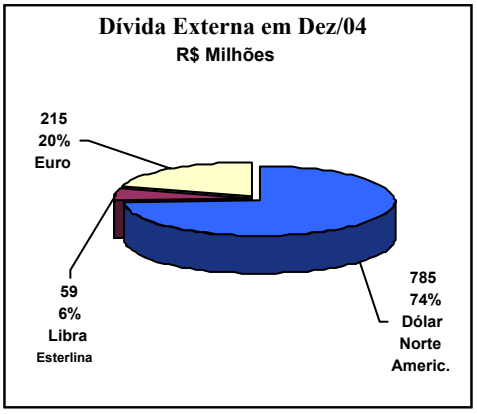
	30.09.2005			31.12.2004		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	89.297	288.133	377.430	104.561	414.074	518.635
Instituições financeiras	19.345	131.212	150.557	48.857	491.788	540.645
	108.642	**419.345**	**527.987**	**153.418**	**905.862**	**1.059.280**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	71.555	193.473	265.028	66.406	247.802	314.208
Instituições financeiras	60.732	350.748	411.480	57.888	385.745	443.633
	132.287	**544.221**	**676.508**	**124.294**	**633.547**	**757.841**
	240.929	**963.566**	**1.204.495**	**277.712**	**1.539.409**	**1.817.121**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos:

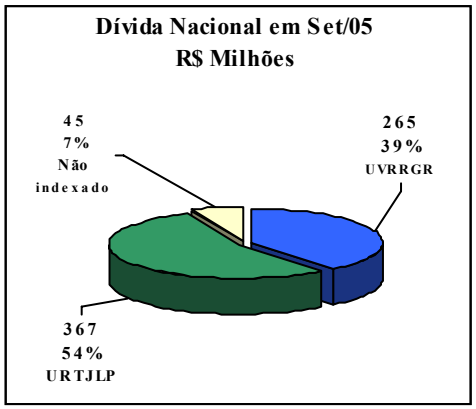
	Circulante	Longo Prazo	Total
Saldo em 31.12.2004	**277.712**	**1.539.409**	**1.817.121**
Liquidações	(549.838)	-	(549.838)
Transferências	439.362	(439.362)	-
Encargos gerados no periodo	100.909	3.848	104.757
Remuneração de garantias depositadas	-	(12.454)	(12.454)
Variações monetárias geradas no período	(27.216)	(127.875)	(155.091)
Saldo em 30.09.2005	**240.929**	**963.566**	**1.204.495**

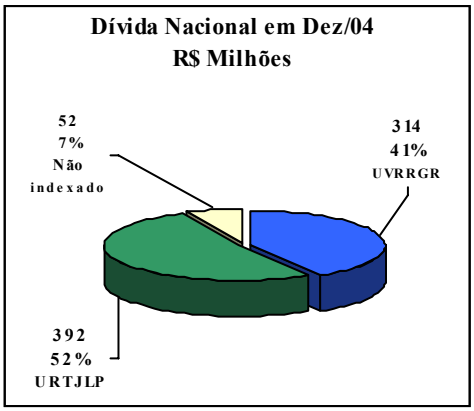
c) O total devido nas respectivas moedas estrangeiras desdobra-se da seguinte forma:





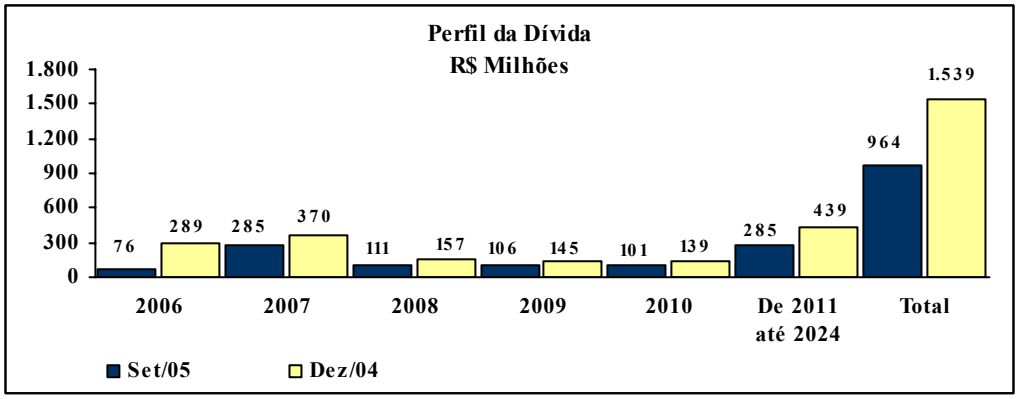
d) O total devido em moeda nacional desdobra-se da seguinte forma:





IVRRGR - Índice de Variação Recursos da RGR

e) Os empréstimos, financiamentos e encargos a longo prazo têm seus vencimentos assim programados:



f) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos a taxas fixas e flutuantes, assim distribuídas:

Mercado interno

Taxas fixas: 11,90% a 12,00% a.a. (11,90% a 12,00% a.a. em 30.09.2004)
Taxas flutuantes: 12,00% a 20,73%a.a. (12,00% a 18,18% a.a. em 30.09. 2004)

Mercado externo

Taxas fixas: 6,00% a 8,49% a.a. (6,00% a 10,43% a.a. em 30.09.2004)
Taxas flutuantes: 2,91% a 9,30% a.a. (2,77% a 9,29% a.a. em 30.09.2004)

NOTA 13 – DEBÊNTURES

a) Tractebel Energia

Em 11.05.2005, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM deferiu o registro de distribuição primária de debêntures simples, mediante subscrição pública, de emissão da Companhia, conforme os registros nºs. CVM/SRE/DEB/2005/024 e 025, composta por 20.000 debêntures simples, da forma escritural, não conversíveis em ações da emissora, em duas séries, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária), com valor nominal unitário de R$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo, na data de emissão, 02.05.2005, o montante total de R$ 200.000. A 1ª série, composta por de 14.000 debêntures, vencerá em 2 de maio de 2011 e terá amortização integral em uma única parcela, e a 2ª série, composta por 6.000 debêntures, vencerá em 02.05.2010 e terá amortização integral em uma única parcela. As debêntures da 1ª série serão atualizadas pelo IGP-M e farão jus a uma remuneração que contemplará juros remuneratórios apurados mediante a aplicação de uma taxa percentual fixa de 9,29% ao ano, a partir da data de emissão, incidente sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª série. As debêntures da 2ª série farão jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 103,90% da Taxa DI.

A liquidação total da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 16.05.2005. Os recursos obtidos por meio da Oferta destinaram-se a aumento de capital na controlada Companhia Energética Meridional – CEM, para propiciar, àquela Companhia, o pré-pagamento dos Contratos de Empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID).

O saldo atualizado em 30.09.2005 é de R$ 207.211, sendo R$ 10.208 no passivo circulante e R$ 197.003 no exigível a longo prazo.

b) Itá Energética S.A. – ITASA

Em 07.03.2001, a controlada em conjunto emitiu duas séries de 8.400 debêntures não conversíveis cada uma, para colocação pública, no valor total de R$ 168.000, integralizados em 23 de março de 2001. O saldo atualizado em 30.09.2005 é de R$ 73.247, sendo R$ 11.822 no passivo circulante e R$ 61.425 no exigível a longo prazo (até 31.12.2004, R$ 78.872, R$ 13.352 no passivo circulante e R$ 65.520 no exigível a longo prazo).

Os juros sobre as debêntures são pagos anualmente, sendo os da 1ª série a partir de 01.12.2001 e os da 2º série a partir de 01.07.2002 e são calculados conforme abaixo:

1ª série: de 01.12.2001 a 01.12.2003 – IGP-M + 11,2% a.a. (já pagos)
de 02.12.2003 a 01.12.2013 – IGP-M + 9,4% a.a.
2ª série: de 01.06.2002 a 01.06.2004 – IGP-M + 11,2% a.a. (já pagos)
de 02.06.2004 a 01.06.2013 – IGP-M + 9,4% a.a.

A amortização do valor nominal das debêntures será efetuada em parcelas anuais, sendo que a da 1ª série terá início em 01.12.2004, com vencimento final em 01.12.2013 e a da 2ª série, a partir de 01.06.2004, com vencimento final em 01.06.2013.

O total devido a longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

	30.09.2005	31.12.2004
2006	4.095	8.190
2007	8.190	8.190
2008	8.190	8.190
2009	8.190	8.190
2010	8.190	8.190
De 2011 até 2013	24.570	24.570
	61.425	**65.520**

c) Companhia Energética Meridional – CEM

Em 19.05.1999, a controlada assinou com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures, tendo sido subscritas e integralizadas, no período de maio a dezembro de 1999, o montante de 7.773 debêntures, cujos saldos atualizados até 30.09.2005 é de R$ 99.150, sendo R$ 12.926 no passivo circulante e R$ 86.224 no exigível a longo prazo (até 31.12.2004, R$ 98.107, R$ 10.008 no passivo circulante e R$ 88.099 no exigível a longo prazo).

As debêntures são remuneradas com base na TJLP mais 4% a.a., com pagamento dos juros semestralmente, no período de 01.10.1999 até 01.04.2013.

O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

A amortização do valor nominal das debêntures teve início em 01.10.2003 com vencimento final em 01.04.2013, e ocorre semestralmente com base em programação de amortização crescente que varia de 3,0625%, na primeira amortização, a 7,5737% na última parcela, com vencimento em 01.04.2013.

O total devido a longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

	30.09.2005	31.12.0004
2006	4.435	8.440
2007	9.532	9.284
2008	10.485	10.212
2009	11.534	11.234
2010	12.687	12.357
De 2011 até 2013	37.551	36.572
	86.224	**88.099**

NOTA 14 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	30.09.2005		31.12.2004	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Provisões trabalhistas	13.713	-	8.616	-
Provisão para grandes manutenções	17.400	13.365	15.921	14.788
Provisão participação nos lucros ou resultados	-	-	6.500	-
Provisão bônus gerencial	701	-	4.000	-
Provisão aquisição energia elétrica	-	-	1.467	-
Outras	31	624	36	2.545
	31.845	**13.989**	**36.540**	**17.333**

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

Buscando mensurar adequadamente os resultados dos exercícios sociais futuros, a Companhia adota o registro de provisões para grandes manutenções do parque gerador, com base em plano executivo para preservação das condições de operação das usinas.

NOTA 15 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia possui notificações fiscais e cíveis que estão sendo impugnadas administrativamente, bem como processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

	30.09.2005		31.12.2004	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	16.510	13.418	19.182	11.824
Periculosidade	727	608	974	491
Horas extras	520	339	698	281
Equiparação salarial e enquadramento funcional	759	232	689	179
Horas in itinere	738	169	820	190
Outras	1.645	3.015	2.062	2.408
	20.899	**17.781**	**24.425**	**15.373**
Cíveis				
Fornecedores	59.633	-	31.020	-
Atingidos pela UHE Itá	4.041	-	2.451	-
Danos emergentes e lucros cessantes	1.455	517	967	-
Doença ocupacional e acidente de trabalho	21.462	-	18.419	-
Outras	3.547	-	2.654	2
	90.138	**517**	**55.511**	**2**
Fiscais				
Contribuição Social	14.173	6.338	11.066	5.034
INSS	20.269	6.263	18.366	5.641
Imposto de renda	-	2.134	-	-
PIS/COFINS	-	14.711	-	-
	34.442	**29.446**	**29.432**	**10.675**
	145.479	**47.744**	**109.368**	**26.050**
Classificação no balanço				
Circulante	1.974	-	731	-
Longo prazo	143.505	47.744	108.637	26.050
	145.479	**47.744**	**109.368**	**26.050**

Em 05.07.2005, a Companhia impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei º 10.833/03. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-lei nº 1.598/1977, o que implica ser a indigitada Instrução Normativa ilegal.

Em conseqüência, a Companhia está recolhendo o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, depositando os valores que entende indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação.

Na opinião dos consultores jurídicos, o risco de perda da demanda judicial é inferior à chance de êxito, razão pela qual a Companhia não está provisionando o valor não recolhido a partir da competência junho de 2005.

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	30.09.2005			31.12.2004		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Trabalhistas	8.953	11.506	20.459	9.261	11.269	20.530
Cíveis	26.085	24.089	50.174	19.090	24.048	43.138
Fiscais	17.530	3.549	21.079	-	-	-
	52.568	**39.144**	**91.712**	**28.351**	**35.317**	**63.668**

NOTA 16 - CONCESSÕES A PAGAR

A controlada Companhia Energética Meridional – CEM pagará à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M:

Ano	Início de pagamento	Valor anual	Valor total
1º	-	1	1
2º ao 6º	-	-	-
7º ao 25º	30.08.2004	680	12.920
26º ao 35º	30.08.2023	61.280	612.800
			625.721

O fluxo de pagamento acima está previsto na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão. Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível e no passivo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência nº 04/97 para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da UHE Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

O saldo desta obrigação, a valor presente, atualizado até 30.09.2005, é de R$ 174.918, sendo R$ 1.528 no passivo circulante e R$ 173.390 no exigível a longo prazo (até 31.12.2004, R$ 161.889, sendo R$ 1.472 no passivo circulante e R$ 160.417 no exigível a longo prazo).

O total devido, a valor presente, a longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

	30.09.2005	31.12.2004
2006	380	1.506
2007	1.520	1.506
2008	1.520	1.506
2009	1.520	1.506
2010	1.520	1.506
De 2011 até 2033	166.930	152.887
	173.390	**160.417**

NOTA 17 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar

A Companhia, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Planos de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar, pessoa jurídica de direito privado, de fins não lucrativos, patrocinada pela Companhia na condição de sua Instituidora e por outras Companhias, pertencentes ao Grupo Suez.

Os Planos de Benefícios administrados pela PREVIG são dos tipos *Benefício Definido,* que encontra-se fechado para novas inscrições de empregados e *Contribuição Definida*.

Plano de Benefício Definido

O Plano de Benefício Definido tem regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria e pensão e repartição simples para os auxílios, a seguir especificados:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço;
- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

O benefício inicial de complementação de aposentadoria consiste, basicamente, na diferença entre a média aritmética dos 36 últimos salários reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados, mês a mês, pelos mesmos índices adotados pela Previdência Social, e o valor hipotético do benefício de aposentadoria da Previdência Social, calculado com a aplicação das regras que vigoravam antes da entrada em vigor da Lei nº 9.876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício é reajustada anualmente com base na variação do INPC.

O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Adicionalmente, a Companhia contribui com 1,7825% da folha de salários (percentual ajustado mensalmente por um fator determinado em função da oscilação do número de empregados participantes do Plano) para fins de amortização de reservas relativas a tempo de serviço passado por ela reconhecido, reavaliadas atuarialmente, cujo compromisso encerra-se em dezembro de 2023.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no período de janeiro a setembro de 2005 foi de R$ 1.768 (R$ 1.475 em igual período de 2004).

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de Benefício Definido era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, patrocinada pela Companhia e por outra empresa, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG, através do Ofício nº 1.755/SPC/GAB/COA. Apesar da rescisão do Convênio de Adesão, o Plano de Benefícios composto pelos participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da ELETROSUL, bem como pelos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, continua sob a responsabilidade da Companhia.

Enquanto perdurar esta situação, a Companhia é responsável pelo custeio de 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da outra patrocinadora desta fundação). As despesas são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais da ELOS e o valor de responsabilidade da Companhia no período de janeiro a setembro de 2005 foi de R$ 1.516 (R$ 723 em igual período de 2004).

As partes continuam buscando alternativas àquela aprovada pela SPC para regularizar a situação que se apresenta até o momento

Plano de Contribuição Definida

Além do plano de benefícios retro descrito, a PREVIG passou a administrar outro, do tipo *Contribuição Definida*, encerrando o do tipo *Benefício Definido* para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar –SPC através do Ofício nº 1998 DAJUR/SPC.

Nessa mesma data, a Companhia firmou Convênio de Adesão com a Previg passando a oferecer o plano de *Contribuição Definida* aos seus empregados e dando início ao processo de migração prevista no seu regulamento. A efetiva inscrição de participantes no plano de Contribuição Definida teve início a partir de janeiro de 2005, sendo que o processo de migração encerrou em 31.07.2005. Em 30.09.2005, 843 participantes estavam inscritos neste plano.

No plano de contribuição definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia, o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas do participante e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial que será paga ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas do participante, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

O valor das contribuições da Companhia para ambos os planos de benefícios no período de janeiro a setembro de 2005, foi de R$ 3.406 (R$ 4.103 em igual período de 2004).

Conforme as instruções contidas na Deliberação nº 371 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, de 13.12.2000, os ganhos e perdas oriundos das reduções e liquidações antecipadas de um plano de benefício definido devem ser reconhecidos quando de sua ocorrência. Para tal, os atuários independentes estão em processo de elaboração de nova avaliação atuarial, considerando os impactos decorrentes do processo de migração entre os planos. A Administração da Companhia não espera a ocorrência de efeitos relevantes em suas demonstrações financeiras em conseqüência da nova avaliação e os ganhos ou perdas eventualmente apurados serão reconhecidos no próximo trimestre.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

As premissas atuariais, em 31 de dezembro de 2004, utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

Taxa de desconto - 12,25% a. a.

Taxa de retorno esperado dos ativos - 12,50% a. a.

Crescimento salarial futuro

- Participante ativo - 8% a. a.

- Participante autopatrocinado - 6,00% a. a.

Crescimento dos benefícios da previdência social - 6,00% a. a.

Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia - 6,00% a. a.

Inflação - 6,00% a. a.

Fator de capacidade

- Salários - 100%

- Benefícios - 100%

Hipóteses Demográficas

Tábua de Mortalidade (ativos) - GAM 1983, com ajuste de idade de -1

Tábua de Mortalidade de Inválidos - IAPB 57

Tábua de Entrada em Invalidez - TASA27

Tábua de Rotatividade - T-1 *Experience*

Idade de Aposentadoria - Primeira data em que completam todas as carências

% de participantes ativos casados na data da aposentadoria - 90,00%

Diferença de idade entre participante e cônjuge - Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

% de participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão - 100%

Fator de conversão do SB-40 - 140%

Os valores reconhecidos de janeiro a setembro de 2005, com efeitos no passivo atuarial líquido apurado em 30.09.2005 e 2004, estão demonstrados a seguir:

Passivo líquido em 31.12.2004 e 31.12.2003	**250.127**	**244.101**
Despesas reconhecidas na demonstração do resultado:		
Juros e variações monetárias sobre as obrigações contratadas	12.221	10.168
Contribuição da patrocinadora	4.792	4.064
Contribuição complementar	1.615	1.049
Complemento de despesas atuariais projetadas para o período	29.452	27.655
	298.207	287.037
Amortização de obrigações contratadas	(31.187)	(35.948)
Passivo líquido em 30.09.2005 e 30.09.2004	**267.020**	**251.089**
Classificação do passivo		
Circulante	40.800	52.768
Exigível a longo prazo	226.220	198.321
	267.020	**251.089**

NOTA 18 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 36.532 em 30.09.2005 (R$ 39.616 em 31.12.2004), calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 107.446, correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto no Despacho ANEEL nº. 288, de 16.05.2002, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais.

NOTA 19 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária.

b) Grupamento e conversão de ações

Consoante deliberação ocorrida na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 07.04.2005, as ações representativas do capital social da Companhia foram agrupadas, em 23.05.2005, na proporção de 1.000 (mil) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie e classe existentes.

Concomitantemente com essa operação no Brasil, a relação de ações por *ADR – American Depositary Receipt* no mercado americano também foi alterada, passando a ser de 5 (cinco) ações para 1 (um) ADR.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 07.06.2005, aprovou proposta de conversão da totalidade das ações preferenciais classes "A" e "B" em ações ordinárias, na proporção de uma ação ordinária para cada ação preferencial.

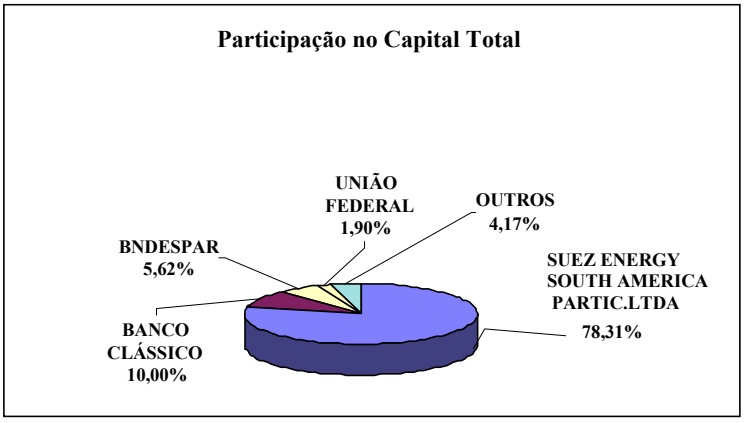
A referida proposta tinha por objetivos essenciais: (i) equalizar os direitos conferidos pelas ações de emissão da Companhia; (ii) adaptar a sua estrutura acionária aos procedimentos mais recomendados de governança corporativa; (iii) conferir maiores condições de liquidez a todas as ações de emissão da Companhia; e (iv) possibilitar que a Companhia, no futuro, possa vir a ter condições de ingressar no denominado "Novo Mercado" da Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA.

As Assembléias Gerais Extraordinária, Especial dos Titulares de ações preferenciais classe “A” e classe “B”, foram realizadas no dia 27.06.2005, tendo sido aprovada apenas a conversão da totalidade das ações preferências classe “B” e a posterior consolidação do Estatuto Social. Em 17.08.2005 foi ratificada pela segunda Assembléia Especial dos Titulares de ações preferenciais classe “A” (2ª convocação) a conversão da totalidade das ações preferenciais classe “A” e, também, a posterior consolidação do Estatuto Social.

c) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 30.09.2005 e 31.12.2004, é de R$ 2.445.766 e está representado, após o grupamento e conversão referidos no item b acima, por 652.742.192 ações, todas ordinárias, nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 30.09.2005 é de R$ 5,17 (R$ 4,27 em 31.12.2004).

O quadro societário da Companhia, em 30.09.2005, está assim constituído:



d) Composição das reservas

	30.09.2005	31.12.2004
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	**91.695**	**91.695**
Reservas de Lucros		
Reserva legal	102.252	102.252
Reserva de retenção de lucros	147.243	147.243
	249.495	**249.495**

NOTA 20 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	30.09.2005					30.09.2004
	Custos		Despesas			
	Produção e comerc.	Serviços Prestados	Despesas c/ Vendas	Gerais e Adm.	Total	Total
Pessoal	54.037	4.641	4.190	27.947	90.815	84.767
Material	14.897	167	31	897	15.992	11.664
Serviço de terceiro	32.496	1.520	1.727	17.063	52.806	42.759
Combustível p/produção energia – CCC	257.511	-	-	-	257.511	193.912
Combustível p.produção energia – sem subvenção	83.422	-	-	-	83.422	110.999
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	48.805	-	-	-	48.805	42.332
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	121.832	-	121.832	106.485
Uso de bem público – UBP	3.128	-	-	-	3.128	3.588
Depreciação e amortização	148.141	-	26	7.756	155.923	156.697
Reversão de provisões p/créditos de liquid. duvidosa	-	-	(9.126)	-	(9.126)	(2.445)
Constituição/Reversão de provisões operacionais, líquidas	(1.532)	-	-	16.364	14.832	8.208
Seguros	6.650	324	-	481	7.455	8.405
Previdência privada – SB-40	-	-	-	12.909	12.909	16.801
Encargos de rescisão contratual	-	-	-	14.530	14.530	-
Taxa de fiscalização	-	-	-	6.900	6.900	5.355
Outras	10.504	67	2.484	14.130	27.185	24.424
	658.059	**6.719**	**121.164**	**118.977**	**904.919**	**813.951**

NOTA 21 – ARRENDAMENTO MERCANTIL

A Companhia utiliza operações de arrendamento mercantil para a renovação de seu parque de informática e de sua frota de veículos.

Os contratos atualmente existentes envolvem os seguintes bens:

a) Equipamento de informática

O prazo de arrendamento é de 36 meses e a aquisição dos bens pela arrendatária está contratualmente assegurada pelo valor unitário de R$ 1,00. Existem, em 30.09.2005, 349 microcomputadores contratados (341 em 30.09.2004).

O saldo das contraprestações a pagar, em 30.09.2005, é de R$ 781, dos quais R$ 442 vencem nos próximos 12 meses e R$ 339, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações reconhecidas no resultado, no período de janeiro a setembro de 2005, foi de R$ 401 (R$ 305 no mesmo período de 2004).

b) Frota de veículos

A Companhia tem contrato de arrendamento de 40 veículos, em 30.09.2005. Os contratos tem prazo de 36 meses, estando assegurada, à arrendatária, a aquisição dos bens no término dos contratos pelo valor equivalente a 20% do valor dos bens.

O saldo das contraprestações a pagar, em 30.09.2005, é de R$ 813, dos quais R$ 527 vencem nos próximos 12 meses e R$ 286, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações reconhecidas no resultado, no período de janeiro a setembro de 2005, foi de R$ 616 (R$ 331 no mesmo período de 2004).

NOTA 22 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.

A Companhia tem registrado em seus livros operações de *swap* de taxa de juros no mercado internacional ficando passiva à taxa fixa média de 5,272% a.a. e ativa em Libor US$ seis meses, com início de fluência em 15.10.2001 e término em 15.04.2006, com valor de principal de US$ 10.044 mil, equivalente a R$ 22.320 em 30.09.2005 (R$ 36.657 mil em 31.12.2004), amortizado semestralmente a partir de 15.04.2003. No período de janeiro a setembro de 2005, esta operação gerou despesa de R$ 570 (R$ 1.416 no mesmo período em 2004), devidamente reconhecida nas demonstrações financeiras.

Em novembro de 2004, aproveitando-se da desvalorização do dólar frente ao real, a Companhia implementou uma política de maior proteção do seu passivo em moeda externa, através de operações de *swaps* no mercado de balcão, utilizando como veículo seu Fundo de Investimentos Exclusivo (ver Nota 3). Os vencimentos das operações de *swaps* são concomitantes com as datas de vencimento do fluxo de compromissos do passivo em moeda externa, considerando-se um período de vinte e quatro meses. As operações são registradas na Cetip e têm como contraparte instituições financeiras de comprovada solidez financeira e patrimonial, respeitando os limites de crédito definidos pela Companhia. As operações com *swaps* protegem 47,5% do passivo em moeda externa da Companhia, que, somados com o percentual aplicado em títulos públicos federais indexados ao dólar norte americano, permitem uma proteção consolidada de 50,1% do passivo em moeda externa da Companhia.

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo e nos contratos iniciais de compra e venda de energia, firmados com distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

A partir de 2003, com a redução das vendas de energia elétrica vinculadas aos contratos iniciais, conjugado com a entrada em operação de novas usinas, a Companhia deu inicio à ampliação de sua carteira de clientes, focando clientes industriais, os chamados Consumidores Livres. Para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais foi criada, na Companhia, a área de crédito, cujo escopo do trabalho compreende a análise prévia e o estabelecimento, em conjunto com o Comitê de Crédito, de limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.

Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado na Nota 3, a partir de outubro de 2004 a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia, através de sua política de créditos para instituições financeiras.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos e financiamentos foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	30.09.2005		31.12.2004	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	527.987	507.775	1.059.280	1.042.570
Empréstimos e encargos em moeda nacional	676.508	670.212	757.841	749.581
	1.204.495	**1.177.987**	**1.817.121**	**1.792.151**

NOTA 23 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas e com sua controladora indireta, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S. A. – ITASA

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE ITÁ, pela Companhia, celebrado, no âmbito do Consórcio Itá, em 11.09.1998, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na UHE Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do dólar mais inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na UHE Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contrato firmado em 09.04.1999, aditado em 15.04.1999 e 09.11.2002, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmado em 05.01.2001, aditado em 06.03.2001 e 09.08.2002, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, nos montantes anuais de 1.125.616 MWh, 2.189.036 MWh e 2.395.903 MWh, a partir dos meses de outubro de 2002, novembro de 2002 e dezembro de 2002, respectivamente. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, celebrado em 05.01.2001, aditado em 09.03.2001 e 01.06.2002, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento.

Lages Bioenergética Ltda.

Contrato firmado em 02.01.2003, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Lages não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.03.2004, com o objetivo de regular a compra, pela controlada, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência até 01.04.2004 a 31.03.2017.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, celebrado em 01.04.2004, com término em 31.03.2012, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento. O valor contratual é reajustado anualmente com base na variação da remuneração definida em Acordo Coletivo de Trabalho dos empregados da Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Contrato firmado em 01.11.2004, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Tractebel Comercializadora não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	30.09.2005							31.12.2004
	Suez Energy South America Partic. Ltda	CEM	ITASA	Lages	Tractebel Energia Comerc. Ltda	CESS	Total	Total
Ativo								
Contas a receber	659	181	2.232	851	5.152	222	**9.297**	**16.531**
Passivo								
Fornecedores	-	29.443	10.038	1	-	-	**39.482**	**42.312**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	**-**	**432.054**
Resultado								**30.09.2004**
Receita operacional								
Suprimento de Energia	-	-	-	4.173	32.641	-	**36.814**	**4.534**
Receitas de serviços:								
Administração	-	485	-	76	22	302	**885**	**494**
Operação e manutenção	-	1.217	7.174	1.011	-	-	**9.402**	**8.287**
Custo de Energia Elétrica e Serviços								
Compra de energia	-	183.998	96.253	-	-	-	**280.251**	**312.429**
Outras		-	-	-	-	-	**-**	**6**
Gerais e admin.								
Consultoria		-	-	-	-	-	**-**	**2.561**
Financeiro								
Receita	-	-	14	-	-	-	**14**	**3.165**

NOTA 24 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida apresentada nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, em 30.09.2005, é de R$ 284.275 (R$ 303.736 em 31.12.2004).

A ITASA, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu as seguintes garantias ao BNDES e aos Agentes Financeiros: a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; e b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com suas investidoras.

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações nº 98.2.654.3.1 e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 98.2.654.3.3, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES, o primeiro em 19.05.1999, e aditado em 25.05.1999, e o segundo em 05.04.2000. Como interveniente, a Companhia assumiu as seguintes principais obrigações em relação aos contratos:

garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: a) de extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e b) celebração de acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão;

ceder ao BNDES quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia deu ao BNDES, em caução, a totalidade das ações de sua propriedade, representativas do capital social da CEM, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 30.09.2005 totaliza R$ 209.292 (R$ 558.525 em 31.12.2004).

A CEM cedeu os recebíveis decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em garantia de pagamento de seus empréstimos e financiamentos.

Além dos contratos celebrados com o BNDES, acima descritos, a CEM era parte no Contrato de Empréstimo nº 1260/OC/BR, firmado em 08.12.2000 e aditado em 06.03.2001, com o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, no qual a Companhia era interveniente. O referido contrato foi liquidado antecipadamente pela CEM, em 16.05.2005.

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, em 25.07.2003, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 30.09.2005 totaliza R$ 45.849 (R$ 48.743 em 31.12.2004).

A Lages Bioenergética, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato acima citado, cedeu em garantia os recebíveis decorrentes da comercialização da energia elétrica proveniente da Unidade de Co-geração.

NOTA 25 - SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.515.233 mil, equivalentes a R$ 7.811.551 mil em 30.09.2005, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 98.503 mil, equivalentes a R$ 218.893 mil em 30.09.2005. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000 mil, equivalentes a R$ 333.330 mil em 30.09.2005, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A partir de 19.12.2003 a UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, foi incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 320.000 mil, equivalentes a R$ 711.104 mil em 30.09.2005, e lucro cessante de US$ 8.105 mil, equivalentes a R$ 18.011 mil em 30.09.2005, através do endosso nº 1095000026.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 111.110 mil em 30.09.2005. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de Riscos Operacionais com cobertura de US$ 20.000 mil equivalentes a R$ 44.444 mil em 30.09.2005, e seguro de Riscos de Engenharia com cobertura de uma turbina a vapor, com potência de 27 MW, na fase de testes e durante 12 meses de manutenção.

Os limites máximos de indenização dos riscos de engenharia são os seguintes:

- Sobre cobertura básica incluindo testes – R$ 7.600 mil
- Sobre cobertura de manutenção ampla – R$ 7.600 mil

Além destes seguros estratégicos, a Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de executivos (D&O) extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

NOTA 26 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Além dos contratos com sociedades controladas citados na Nota 23, a Companhia possui direitos e compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

Em conformidade com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, estabelecendo que o acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica sejam contratados separadamente da compra e venda de energia propriamente dita, a Companhia, em 20.08.1998, assinou o Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência a partir de 01.09.1998, até a data da extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Para atender os contratos de venda da energia elétrica liberada dos Contratos Iniciais e da energia elétrica oriunda das usinas que entraram em operação comercial a partir de 01.01.2002, a Tractebel Energia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, empresas transmissoras e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul, com vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro, através dos quais assumiu 75% dos custos de transmissão, ficando os 25% restantes sob a responsabilidade das concessionárias distribuidoras. Os custos, para a Tractebel Energia, totalizaram R$ 80.212 no período de janeiro a setembro de 2005 (R$ 80.813 em igual período de 2004).

As controladas CEM e ITASA também celebraram contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e empresas transmissoras, com a mesma vigência acima citada. Os custos totalizaram R$ 21.491 no período de janeiro a setembro de 2005 (R$ 19.777 em igual período de 2004).

c) Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A Companhia celebrou, com base na Lei 9.648/98, artigo 10 e nas normas do GCOI, os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica com as concessionárias abaixo relacionadas, os quais estão sendo reduzidos em 25% ao ano, a partir de 2003, até a completa extinção em 31.12.2005. As quantidades abaixo indicadas referem-se aos saldos contratuais para suprimento no período de 01.10.2005 a 31.12.2005:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: – Total de 186.576 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: – Total de 644.184 MWh;
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE: – Total de 67.896 MWh;
- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL: – Total de 155.664 MWh;
- Furnas Centrais Elétricas S.A.: – Total de 288.696 MWh;
- AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.: – Total de 216.396 MWh.

d) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

A energia não comprometida com os Contratos Iniciais, inclusive a que está sendo liberada daqueles contratos a partir de 2003, vem sendo contratada com empresas distribuidoras e consumidores livres. Desta forma, a Companhia possui, entre outros, os seguintes principais contratos para venda de energia elétrica:

Contratante	Período da Contratação	Energia Contratada (MWh)
RGE	01.10.2005 a 31.12.2014	42.704.904
CELESC	01.10.2005 a 31.12.2007	296.010
	01.10.2005 a 31.12.2008	20.068.191
Companhia Paulista de Força e Luz	01.10.2005 a 31.12.2010	9.138.551
Companhia Piratininga de Força e Luz	01.10.2005 a 31.12.2010	5.338.554
Light	01.10.2005 a 31.12.2005	26.280
	01.10.2005 a 31.12.2007	749.892
Comercializadoras	01.10.2005 a 31.12.2007	7.265.863
	01.10.2005 a 31.12.2010	15.240.063
	01.10.2005 a 31.12.2014	10.675.948
Consumidores Industriais	01.10.2005 a 31.12.2007	5.020.374
	01.10.2005 a 31.12.2010	6.028.622
	01.10.2005 a 31.12.2012	9.959.289

e) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Interconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL.

No mês de março de 2005, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguaiana e das Interconexões de Garabi (CIEN), onde foi constatada a indisponibilidade de efetiva geração e transporte de energia elétrica pelos agentes fiscalizados, nos montantes contratados. Em decorrência deste fato, o Ministério de Minas e Energia expediu a Portaria nº 153, de 30.03.2005, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 155/05 estabelecendo os critérios a serem utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia para a UTE Uruguaiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos, a CIEN tem condições de assegurar a disponibilidade de somente 72 MW, volume bem inferior aos 300 MW previstos no contrato.

Este fato deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na legislação setorial, por insuficiência de lastro, o que a levou firmar, com a necessária urgência, contrato de curto prazo para compra de energia elétrica com outro agente.

f) Compra de gás natural

Em 10.11.2000, a Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de 5 anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS.

g) Revitalização dos geradores da Usina Hidrelétrica Salto Osório

Em 19.12.2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hyidro Inepar do Brasil S.A., com vigência de quatro anos, para a reforma geral das seis unidades geradoras da UHE Salto Osório.

NOTA 27 - EVENTOS SUBSEQÜENTES

A Companhia, através de Fato Relevante de 10.10.2005, comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que:

(i) O Conselho de Administração da Companhia aprovou, em reunião realizada em 07.10.2005, a adesão da Companhia e a listagem e negociação de suas ações no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – Bovespa. A efetiva adesão da Companhia e a listagem e negociação de suas ações em tal segmento da Bovespa está sujeita à aprovação das respectivas mudanças estatutárias pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia

(ii) Com o objetivo de aumentar a liquidez das ações negociadas na BOVESPA, o acionista controlador da Companhia, Suez Energy South America Participações Ltda. ("SESA"), pretende realizar uma oferta pública secundária que compreenderá aproximadamente 8% do capital social e votante da Companhia no momento da realização da oferta. A atual participação da SESA no capital social e votante da Companhia é de 78,31%. Não está excluída a participação de outros acionistas da Companhia na oferta. A oferta será realizada por meio de uma distribuição pública secundária, em mercado de balcão não organizado, no Brasil, de acordo com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 400, de 29.12.2003, e contará com esforços de venda no exterior, com base nas isenções de registro previstas na Rule 144A e na Regulation S, ambas do Securities Act de 1993 dos Estados Unidos da América. O pedido de registro da referida oferta pública secundária foi protocolado junto à Comissão de Valores Mobiliários no dia 07.10.2005.

A Companhia, através de Aviso aos Acionistas datado de 19.10.2005, comunicou ao mercado que o Conselho de Administração, em reunião realizada na mesma data, aprovou: (i) crédito de juros sobre o capital próprio, relativos ao período de 1º de junho a 10 de novembro de 2005, de acordo com o artigo 9º da Lei nº 9.249/95 e Deliberação CVM nº 207/96 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM; (ii) distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2005; (iii) distribuição de dividendos intermediários, à conta de reservas de lucros existentes em 31.12.2004, exceto a legal, sendo os dois últimos com fundamento, respectivamente, no caput e no § 2º do art. 204 da Lei nº 6.404/76, nos seguintes valores e condições:

I – Juros sobre o capital próprio

O valor bruto dos juros sobre o capital próprio será de R$ 122.000, correspondentes a R$ 0,186904 por ação.

O registro contábil do crédito na Companhia será na data de 10.11.2005, com base na posição acionária do dia 31.10.2005.

As ações da Companhia serão negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 01.11.2005.

Os valores dos juros sobre o capital próprio estarão sujeitos ao imposto de renda na fonte, à alíquota de 15%, exceto para os acionistas comprovadamente imunes ou isentos.

Os juros sobre o capital próprio, líquido do imposto de renda na fonte, serão imputados aos dividendos obrigatórios de que trata o artigo 202, da Lei nº 6.404/76.

O início de pagamentos dos juros sobre o capital próprio será 10.11.2005, com base nos dados cadastrais existentes no Banco Itaú S.A..

II - Dividendos intermediários e intercalares

O valor dos dividendos intermediários será de R$ 147.000, correspondente a R$ 0,225204 por ação, e o dos intercalares será de R$ 141.000, correspondente a R$ 0,216012 por ação.

As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 01.11.2005.

A data de início de pagamento dos dividendos será 10.11.2005, com base na posição acionária do dia 31.10.2005 e nos dados cadastrais existentes no Banco Itaú S.A..

NOTA 28 – SERVIÇOS DE AUDITORIA – INSTRUÇÃO CVM Nº 381, DE 14.01.2003

Os auditores independentes da Companhia e de suas controladas não prestam outros serviços além dos serviços de auditoria contábil.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE REVISÃO ESPECIAL

Aos
Acionistas e Administradores da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Efetuamos uma revisão especial do balanço patrimonial consolidado da Tractebel Energia S.A. levantado em 30 de setembro de 2005 e das demonstrações consolidadas dos resultados referentes aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2005 e 30 de setembro de 2004, elaborados para os fins específicos descritos no parágrafo 3, sob a responsabilidade de sua Administração.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo Ibracon - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, de: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da sociedade e de suas controladas, quanto aos critérios adotados na elaboração dos balanços patrimoniais consolidados e das demonstrações consolidadas dos resultados referidas no parágrafo 1; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e nas operações da sociedade e de suas controladas. Considerando que esta revisão especial não representou um exame de acordo com as Normas de Auditoria Independente, não estamos expressando uma opinião sobre as referidas demonstrações financeiras.

3. O balanço patrimonial consolidado da Tractebel Energia S.A. levantado em 30 de setembro de 2005 e as demonstrações consolidadas dos resultados referentes aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2005 e 30 de setembro de 2004 foram inicialmente elaborados para inclusão nas Informações Trimestrais – ITR obrigatórias, atendendo às normas especificamente aplicáveis à divulgação dessas Informações Trimestrais, expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários. Conseqüentemente, algumas demonstrações normalmente requeridas para uma apresentação completa das demonstrações contábeis foram omitidas, tais como as demonstrações das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos.

4. Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita no balanço patrimonial consolidado e nas demonstrações consolidadas dos resultados referidas no parágrafo 1, elaborados para os fins específicos descritos no parágrafo 3.

5. A Companhia, baseada em projeções de fluxo de caixa futuro descontado a valor presente, elaboradas internamente, avaliou que alguns ativos não serão recuperados pelas suas operações futuras. A Administração da Companhia entende que esses ativos, em conjunto com os demais ativos operacionais, produzirão fluxo de caixa futuro positivo.

6 Anteriormente, examinamos o balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2004 e emitimos parecer, datado de 31 de janeiro de 2005, contendo parágrafo de ênfase sobre o assunto mencionado no parágrafo 5, acima.

Florianópolis, 31 de outubro de 2005

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 011609/O-S-SC

Celso de Almeida Moraes
Contador
CRC-SP 124669/O-S-SC

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)