



TRACTEBEL ENERGIA S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/MF nº 02.474.103/0001-19

Rua Antônio Dib Mussi, nº 366, Florianópolis - SC

R\$ 1.500.000.000,00

Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures Simples da **TRACTEBEL ENERGIA S.A.**, companhia aberta com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antonio Dib Mussi, 366, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.474.103/0001-19 ("**Programa de Distribuição**" e "**Companhia**", respectivamente). O Programa de Distribuição foi aprovado conforme deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina - JUCESC em 5 de junho de 2007, sob o nº 0071600230, e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, edição nacional, em 13 de junho de 2007. O Programa de Distribuição foi aprovado e arquivado na Comissão de Valores Mobiliários ("**CVM**") em 19 de junho de 2007, sob o nº CVM/SRE/PRO/2007/003.

No âmbito do Programa de Distribuição, a Companhia terá a faculdade de ofertar ao público debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária ("**Debêntures**"). As ofertas de Debêntures a serem realizadas pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição estão limitadas ao montante de R\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) durante o prazo de vigência do Programa de Distribuição, qual seja, 2 (dois) anos contados da data do respectivo arquivamento perante a CVM.

As características específicas das Debêntures a serem ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição e as demais condições relativas a cada oferta de Debêntures, inclusive a classificação de risco e o código ISIN das Debêntures, serão definidas e/ou informadas pela Companhia à época de cada oferta e descritas em suplemento a este prospecto definitivo ("**Prospecto**"), na forma da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada (cada, um "**Suplemento**").

"A Companhia e o Coordenador do Programa de Distribuição declaram que este Prospecto contém todas as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores, do Programa de Distribuição, da Companhia, suas atividades e sua situação econômico-financeira, dos riscos inerentes às atividades da Companhia, bem como quaisquer outras informações relevantes, tendo sido elaborado de acordo com as disposições da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada."

"Este Prospecto não representa oferta pública de Debêntures pela Companhia. Qualquer oferta pública de Debêntures ao amparo do Programa de Distribuição está sujeita ao registro prévio junto à CVM, nos termos da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada."

"Antes de tomar decisão de investimento nas Debêntures que venham a ser ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição, a Companhia e o Coordenador do Programa de Distribuição recomendam aos potenciais investidores a leitura deste Prospecto em conjunto com o Suplemento referente à oferta pública de Debêntures específica, bem como as respectivas seções que tratam dos Fatores de Risco da Companhia e de cada oferta de Debêntures específica."

"O arquivamento do Programa de Distribuição não implica, por parte da CVM, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Companhia, bem como sobre as Debêntures a serem ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição."

Para avaliação dos riscos associados à Companhia, os investidores devem ler a Seção "Fatores de Risco", nas páginas 35 a 44 deste Prospecto.



A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública (programa), aos padrões mínimos de informação exigidos pela ANBID, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das Instituições Participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública (programa). Este selo não implica recomendação de investimento. O registro ou análise prévia da presente distribuição não implica, por parte da ANBID, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos.

Coordenador do Programa de Distribuição



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO

• Definições	9
• Glossário de Termos Técnicos.....	16
• Informações Cadastrais da Companhia	20
• Informações sobre os Administradores, Assessores Legais e Auditores Independentes	21
Administradores da Companhia.....	21
Coordenador do Programa de Distribuição.....	21
Assessores Legais	21
Auditores Independentes.....	22
Declaração da Companhia	22
Declaração do Coordenador.....	22
• Características do Programa de Distribuição e das Debêntures.....	23
Debêntures	23
Valor Total do Programa de Distribuição.....	24
• Destinação dos Recursos	25
• Informações sobre o Coordenador	26
Informações Gerais.....	26
Relacionamento da Companhia com o Coordenador	26
Vinculação Societária	27
• Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição	28
Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição.....	28
Conflito de Interesses	28
• Descritivo Preliminar	29
A Companhia	29
Histórico	29
Novo Mercado	29
Eventos Relevantes Recentes	29
Parque Gerador	31
Destaques.....	32
Estratégias da Companhia.....	32
O Grupo GDF SUEZ	33
Estrutura Societária.....	33
• Capitalização.....	34
• Fatores de Risco.....	35
Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos	35
Riscos Relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro	37
Riscos Relacionados à Companhia.....	39

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

• Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas da Companhia.....	47
Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008.....	47
Demonstração de Resultado	49
Balanco Patrimonial.....	50
• Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia	51
Impactos da Inflação e outros Fatores Macroeconômicos nos Resultados da Companhia	51
Sumário das Principais Práticas Contábeis da Companhia	51
Aplicações Financeiras	51
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	51
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos (ativo fiscal diferido)	51
Almoxarifado.....	52
Ativos Indexados	52
Investimentos	52
Imobilizado	52
Empréstimos, Fiançciamentos e Debêntures.....	52

Demais Obrigações	53
Provisão para Contingências	53
Benefícios Pós-Emprego	53
Resultado do Exercício	53
Reconhecimento dos Efeitos Inflacionários	53
Uso de Estimativas	53
Ajuste a Valor Presente	53
Demonstrações Contábeis Consolidadas	53
Reclassificação das Demonstrações Contábeis	54
Efeitos da Adoção Inicial da Lei 11.638/07 e da MP 449/08	54
Comparação dos Resultados Operacionais e Contas Patrimoniais da Companhia nos Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de 2008 e 2007	56
Considerações sobre os Resultados Operacionais	56
Considerações sobre as Contas Patrimoniais	59
Comparação dos Resultados Operacionais e Contas Patrimoniais da Companhia nos Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2006	63
Considerações sobre os Resultados Operacionais	63
Considerações sobre as Contas Patrimoniais	65
Outras Considerações	69
Considerações sobre o EBITDA	69
Liquidez e Recursos de Capital	69
Endividamento	71
Análise da Capacidade de Pagamento da Companhia	77
Eventos Relevantes Posteriores à Divulgação das Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2008	78
• Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro	79
Geral	79
Capacidade de Geração	79
Consumo de Energia Elétrica no País	79
Concessões	79
Penalidades Aplicáveis às Concessionárias	81
Principais Entidades Regulatórias	81
Ministério de Minas e Energia - MME	81
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	81
Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE	81
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	82
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	82
Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE	83
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	83
Questionamentos quanto à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	83
Comercialização de Energia	84
Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica	84
Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	86
Contratos Firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	90
A Desverticalização no âmbito do Novo Marco Regulatório	91
Garantias Financeiras	91
Remuneração das Geradoras	92
Remuneração das Geradoras Termelétricas	93
Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	93
Alocação do MRE	94
Energia Secundária	95
Programa Prioritário de Termelétricidade	95
Incentivos a Fontes Alternativas de Energia	95
Encargos Setoriais	95
Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão	95
Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos	96
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia - TFSEE	97
Tarifas de Distribuição	97
Reserva Global de Reversão - RGR	98

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	98
Contribuição para P&D.....	99
Conta Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC.....	99
Inadimplemento de Encargos Setoriais.....	99
Racionamento.....	100
Acordo Geral do Setor Elétrico.....	100
Aspectos Ambientais.....	100
Responsabilidade Ambiental.....	100
Licenciamento Ambiental.....	100
Recursos Hídricos.....	101
• Atividades da Companhia.....	102
Histórico.....	102
Novo Mercado.....	102
Eventos Relevantes Recentes.....	102
Objeto Social.....	104
Estrutura Societária.....	104
Controladas.....	105
Tractebel Energia Comercializadora.....	105
Lages Bioenergética.....	105
Itasa.....	106
Delta Energética.....	106
MAESA.....	107
CESS.....	107
Lagoa Formosa.....	107
Energia América do Sul.....	107
Gama.....	108
Épsilon.....	108
Tractebel Energias Renováveis.....	108
Descrição dos Negócios da Companhia e Mercado de Atuação (interno e externo).....	108
Parque Gerador.....	108
Índices de Geração.....	110
Fatores Macroeconômicos que Influenciam os Negócios da Companhia.....	111
Relação de Dependência dos Mercados Nacional e/ou Estrangeiro.....	111
Efeitos da Ação Governamental nos Negócios da Companhia.....	111
Regulamentação Específica do Setor Elétrico.....	111
Clientes.....	113
Distribuidoras e Comercializadoras.....	113
Consumidores Industriais.....	114
Relacionamento com Clientes.....	115
Processos Produtivos.....	116
Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação.....	116
Geração Termelétrica – Usinas em Operação.....	118
Unidade de Co-geração.....	119
Unidade de Geração de Energia a Biomassa de Cana-de-açúcar.....	120
Concessões e Autorizações.....	120
Contrato de Concessão da UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago.....	122
Contrato de Concessão da UHE Itá.....	122
Contrato de Concessão da UHE Machadinho.....	122
Contrato de Concessão da UHE Cana Brava.....	123
Contrato de Concessão da UHE São Salvador.....	123
Contrato de Concessão da UHE Ponte de Pedra.....	124
Prorrogação das Concessões das Usinas.....	124
Produtos e Serviços.....	125
Energia sob Medida.....	125
Energia de Back-up.....	125
Qualidade de Energia.....	125
Medição e Gerenciamento de Carga.....	125
Co-geração.....	125
Relacionamento com Fornecedores.....	126

Política de Compra de Bens, Materiais e Serviços.....	126
Energia Elétrica	127
Matéria-prima e Insumos – Combustíveis Fósseis	127
Construção.....	127
Sazonalidade	128
Concorrência	128
Marketing.....	129
Política de Crédito, Inadimplência e Cobrança.....	130
Política para Devedores Duvidosos.....	130
Patentes, Marcas e Domínios	131
Tecnologia da Informação	131
Propriedades, Plantas e Equipamentos	131
Aspectos Ambientais	132
Adesão a Padrões Internacionais Relativos a Proteção Ambiental.....	132
Licenciamento Ambiental	132
Política de Meio Ambiente	133
Acidentes Ambientais.....	133
Relacionamento com a Comunidade e o Meio Ambiente.....	133
Produção de Energia Sustentável.....	133
Programas Ambientais nas Usinas.....	133
Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages	134
Iniciativas de Preservação Ambiental	135
Prêmios	137
Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE.....	138
Certificações.....	139
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	139
Seguros.....	140
Empregados e Política de Recursos Humanos	140
Quadro de Pessoal.....	140
Renovação do Quadro de Pessoal.....	141
Terceirização de Mão-de-Obra	141
Saúde e Segurança.....	141
Participação nos Resultados	142
Participação Acionária	142
Plano de Previdência Privada.....	142
Gratificação por Confidencialidade	144
Outros Benefícios	144
Relacionamento com Empregados	144
Relacionamento com Sindicatos de Empregados e Greve	145
Responsabilidade Social	146
Ações Sociais	146
Projetos Sociais	146
Certificação	147
Investimentos Relevantes.....	147
Manutenção e Revitalização	148
Ofertas Públicas de Aquisições de Ações	150
Desinvestimentos Relevantes.....	150
Projeto Jacuí	150
Novos Projetos	151
UHE São Salvador.....	151
UHE Estreito.....	151
UHE Ponte de Pedra	152
UTE Seival.....	152
Lagoa Formosa.....	152
UTE Destilaria Andrade	152
PCH Rondonópolis e Engenheiro José Gelazio da Rocha	152
UEE Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca	153
Outros Projetos	153
Contratos Relevantes	153

Contratos de Concessão.....	153
Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica	154
Contratos Financeiros	156
Contratos de Consórcio	160
Contratos Comerciais	161
Contratos com Partes Relacionadas	161
Outros Contratos	161
Estratégias da Companhia	162
Crescimento com Disciplina Financeira	162
Maximização da Eficiência da Carteira de Clientes	164
Eficiência Operacional	164
• Pendências Judiciais e Administrativas	165
Pendências Judiciais.....	165
Fiscais.....	166
Cíveis.....	167
Ambientais	170
Trabalhistas	172
Pendências Administrativas.....	172
• Administração	173
Conselho de Administração.....	173
Diretoria Executiva.....	173
Conselho Fiscal	174
Comitês.....	174
Comitê Estratégico.....	175
Informações Biográficas dos Administradores da Companhia	175
Membros do Conselho de Administração	175
Membros da Diretoria Executiva	178
Membros do Conselho Fiscal	179
Remuneração Global dos Administradores da Companhia	180
Relacionamento da Companhia com seus Administradores	180
Relação de Parentesco	180
Contratos ou Outras Obrigações Relevantes	180
• Práticas de Governança Corporativa	181
Novo Mercado.....	181
Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC.....	181
Sarbanes-Oxley Act - SOX.....	182
Descontinuidade das Práticas de Governança Corporativa	182
Novo Mercado	182
IBGC.....	184
• Capital Social, Dividendos e Acionistas.....	183
Composição do Capital Social.....	183
Composição do Capital Social da GDF SELA	183
Composição do Capital Social da SUEZ Tractebel	183
Composição do Capital Social da Electrabel	183
Composição do Capital Social da GDF SUEZ.....	184
Composição do Capital Social do Groupe Bruxelles Lambert	184
Composição do Capital Social da Pargesa Netherlands B.V.	184
Composição do Capital Social do Banco Clássico S.A	184
Informações Adicionais relativas a Acionistas com mais de 5% de Ações	184
Acionista Controlador	185
Alterações Relevantes na Participação do Acionista Controlador na Companhia	185
Ações.....	186
Direitos, Vantagens e Restrições.....	186
Local de Negociação das Ações	186
Ações em Tesouraria	186
Ações de Própria Emissão detidas pela Companhia	186
Plano de Opção de Compra de Ações.....	186
Ações da Companhia direta ou indiretamente detidas pelos Administradores.....	186
Políticas de Negociação com Valores Mobiliários de Emissão da Companhia.....	186

Política de Distribuição de Dividendos	187
Pagamento de Dividendos.....	188
Histórico de Pagamento de Dividendos	188
Acordo de Acionistas	188
• Títulos e Valores Mobiliários.....	189
Informações Gerais.....	189
Ações.....	189
American Depositary Receipts.....	189
Debêntures	190
Notas Promissórias Comerciais.....	190
Ofertas Públicas de Aquisição de Ações e/ou Outros Valores Mobiliários	191
• Operações e Negócios com Partes Relacionadas.....	192
Contratos Celebrados com Partes Relacionadas	192
Itasa.....	192
Lages Bioenergética.....	192
Tractebel Energia Comercializadora.....	193
CESS.....	193
SUEZ Tractebel S.A. (controladora indireta).....	194
Valores Reconhecidos nas Contas Patrimoniais e Resultados Consolidadas da Companhia	195
Garantias a Terceiros	196
Itasa.....	196
Lages Bioenergética.....	196
CESS.....	196
 3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	
• Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2008, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração.....	201
• Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração.....	297
• Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração.....	375
 4. ANEXOS	
• Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007	443
• Estatuto Social da Companhia.....	451
• Modelo Padrão de Escritura de Emissão	471
• Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03.....	499
• Declaração do Coordenador, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03	503

1. INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Informações Cadastrais da Companhia
- Informações sobre os Administradores, Assessores Legais e Auditores Independentes
- Características do Programa de Distribuição e das Debêntures
- Destinação dos Recursos
- Informações sobre o Coordenador
- Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição
- Descritivo Preliminar
- Capitalização
- Fatores de Risco

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

ADR	<i>American Depositary Receipts.</i>
AGMA	Agência Goiana de Meio Ambiente, cuja denominação atual é Secretaria do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos do Estado de Goiás.
ANA	Agência Nacional de Águas.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
Areia Branca	Hidrelétrica Areia Branca S.A., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.
Banco Central	Banco Central do Brasil.
Beberibe	Eólica Beberibe S.A., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.
BID	Banco Inter-Americano de Desenvolvimento.
Banco do Brasil	Banco do Brasil S.A.
BM&FBOVESPA	BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias & Futuros.
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social.
BNDESPAR	BNDES Participações S.A.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
BRDE	Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
CCCE	Consórcio Catarinense de Carvão Energético
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CE DDN	Sigla de Procedimentos Internos do IBAMA.
CE DP	Sigla de Procedimentos Internos do IAP.
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica.
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina.
CEM	Companhia Energética Meridional - CEM, sociedade incorporada pela Companhia em 28 de março de 2008.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais.
CESP	Companhia Energética de São Paulo.
CESS	Companhia Energética São Salvador, sociedade controlada diretamente pela Companhia.

CETIP	CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.
CGFAU	Coordenação Geral de Fauna do IBAMA.
CIEN	Companhia de Interconexão Energética.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
CODAM/PS	Coordenadoria de Desenvolvimento Ambiental da FATMA/SC.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Companhia	Tractebel Energia S.A.
Constituição Federal	Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional.
Consórcio Andrade	Consórcio constituído em 31 de julho de 2008, pela Andrade Açúcar e Álcool S.A. e Ibitiúva Bioenergética S. A., sociedade controlada indiretamente pela Companhia por meio da Controlada Gama, para construção e exploração da UTE Destilaria Andrade, um empreendimento a Biomassa de cana-de-açúcar.
Consórcio Estreito	Consórcio constituído em 5 de novembro de 2002, pela GDF SELA, Companhia Vale do Rio Doce, Alcoa Alumínio S.A. e Camargo Corrêa Energia Ltda., para construção e exploração da UHE Estreito.
Consórcio Itá	Consórcio constituído em 29 de agosto de 1995, pela Companhia e pela Itasa, para construção e exploração do potencial hidráulico da UHE Itá, empreendimento hidrelétrico 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: Companhia, CEEE, Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil Ltda., 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.
Consórcios	Consórcios dos quais a Companhia participa, direta ou indiretamente, por meio de suas Controladas, quais sejam, Consórcio Andrade, Consórcio Itá e Consórcio Machadinho.
Controladas	Sociedades controladas diretamente pela Companhia em 31 de dezembro de 2008, quando referidas em conjunto, quais sejam, Tractebel Energia Comercializadora, Itasa, Lages Bioenergética, Delta Energética, MAESA, Energia América do Sul, Tractebel Energias Renováveis, CESS, Lagoa Formosa, Épsilon e Gama.

Controladas Não-Operacionais	Sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente, as quais não exerciam qualquer atividade operacional em 31 de dezembro de 2008, quais sejam, Lagoa Formosa, Seival, UTE Seival, Delta Energética, Tractebel Energias Renováveis e Epsilon.
Coordenador ou Votorantim	Banco Votorantim S.A., instituição intermediária responsável pela atualização do Programa de Distribuição.
COPEL	Companhia Paranaense de Energia.
COPELMI	Copelmi Mineração Ltda. – COPELMI.
CPMF	Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira.
CPS	Sigla de Procedimentos Internos do órgão “FATMA”.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Debêntures	Debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária, que poderão ser ofertadas publicamente pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.
Decreto n.º 5.163/04	Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004.
Dedini	Dedini Açúcar e Alcool Ltda.
Delta Energética	Delta Energética S.A., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
Deutsche Bank	Deutsche Bank Aktiengesellschaft.
Dólar	Moeda corrente dos Estados Unidos da América.
DRH	Departamento de Recursos Hídricos da Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul.
Duke Paranapanema	Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Lucro Operacional antes das Despesas Financeiras, Impostos e Depreciação. O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as “Práticas Contábeis Adotadas no Brasil”, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Electrabel	Electrabel Société Anonyme.
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.
ELOS	Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS.
Energia América do Sul	Energia América do Sul Ltda., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
Enersul	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
Épsilon	Épsilon Participações Ltda., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
Euro	Euro, moeda corrente em países da União Européia.
FATMA	Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina (órgão ambiental do Estado de SC).
FEAM	Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais.
FEPAM	Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler do Estado do Rio Grande do Sul, órgão ambiental do Estado do RS.
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.
Gama	Gama Participações Ltda., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil.
GDF SELA ou Acionista Controlador	GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (atual denominação da Suez Energy South América Participações Ltda.), controladora direta da Companhia.
GDF SUEZ	GDF Suez Société Anonyme, controladora indireta da Companhia.
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 Companhia.
Grupo GDF SUEZ	Grupo de empresas com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, com foco nos setores de energia e meio ambiente. Integram o Grupo GDF SUEZ, dentre outras sociedades, SUEZ Tractebel, GDF SUEZ, a GDF SELA e a Companhia.
GUS	Sigla de Procedimentos Internos da Agência Ambiental de Goiás.
Hidropower	Hidropower Energia Ltda., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.

IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
IAP	Instituto Ambiental do Paraná.
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGC	Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.
ICMS	Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação.
IGPM	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
IMASUL	Instituto de Meio Ambiente do Mato Grosso do Sul.
INPI	Instituto Nacional da Propriedade Intelectual.
Instrução CVM n.º 400/03	Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Ampliado.
Itaipu	Itaipu Binacional, UHE detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.
Itasa	Itá Energética S.A., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
JUCESC	Junta Comercial do Estado de Santa Catarina – JUCESC.
Lages Bioenergética	Lages Bioenergética S.A., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
Lagoa Formosa	Lagoa Formosa Bioenergética Ltda., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
LAI	Licença Ambiental de Instalação.
LAO	Licença Ambiental de Operação.
Lei 9.427/96	Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, conforme alterada.
Lei 9.991/00	Lei n.º 9.991, de 24 de setembro de 2000, conforme alterada.
Lei 10.438/02	Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002,
Lei 11.638/07	Lei n.º 11.638, de 28 de dezembro de 2007.
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei de Concessões	Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conforme alterada.
Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica	Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme alterada.
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto n.º 5.163/04, 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 n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, conforme alterada.

LF	Licença de Funcionamento.
LGS	Sigla de Procedimentos Internos do órgão FATMA.
LO	Licença de Operação.
LP	Licença Prévia.
MAESA	Machadinho Energética S.A., sociedade na qual a Companhia detém participação por meio do Consórcio Machadinho.
MP 449/08	Medida Provisória n.º 449, de 3 de dezembro de 2008.
MSGás	Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul.
MME	Ministério de Minas e Energia.
Modelo de Escritura de Emissão	Modelo padrão do instrumento particular de escritura de emissão das Debêntures que serão emitidas pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.
NATURAE	Empresa de Consultoria Ambiental.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem de ações de emissão de companhias abertas da BM&FBOVESPA.
O&M	Operação e manutenção.
PAC	Programa de Aceleração ao Crescimento do Governo Federal.
Parque Gerador	Parque gerador da Companhia, composto por oito UHE, seis UTE e cinco usinas cuja energia é proveniente de fontes alternativas propriedade da Companhia na data deste Prospecto, direta ou indiretamente por meio das Controladas, e/ou operadas pela Companhia por meio dos Consórcios.
Pedra do Sal	Eólica Pedra do Sal S.A., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
P&D	Pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.
PIS	Programa de Integração Social.
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças.
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.
Ponte de Pedra	Ponte de Pedra Energética S.A., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Energia América do Sul.
PREVIG	Fundação PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar.
Programa de Distribuição	Programa de Distribuição de Debêntures Simples da Companhia, arquivado na CVM sob o n.º CVM/SRE/PRO/2007/003, em 19 de junho de 2007.

Prospecto	Este Prospecto Definitivo do Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures Simples da Companhia.
Protocolo de Kyoto	Tratado internacional sobre mudanças climáticas, que estabelece metas de redução de gases poluentes para os países industrializados. O Protocolo de Kyoto foi finalizado em 1997, baseado nos princípios da Convenção-Quadro da Organização das Nações Unidas sobre Mudança do Clima de 1992 e entrou em vigor dia 16 de fevereiro de 2005.
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária.
Seival	Seival Participações S.A., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Delta Energética.
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia.
SEMACE	Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Estado do Ceará.
SEMA-MT	Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso.
SPC	Secretaria de Previdência Complementar.
SUEZ Tractebel	SUEZ Tractebel Société Anonyme, controladora indireta da Companhia.
STF	Supremo Tribunal Federal.
STJ	Superior Tribunal de Justiça.
Taxa DI	Taxas médias dos Depósitos Interfinanceiros DI de um dia, over extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, calculada e divulgada pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na internet (http://www.cetip.com.br) e no jornal "Gazeta Mercantil", edição nacional, ou, na falta deste, em outro jornal de grande circulação.
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo.
Tractebel Energia Comercializadora	Tractebel Energia Comercializadora Ltda., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
Tractebel Energias Renováveis	Tractebel Energias Renováveis S.A., sociedade controlada diretamente pela Companhia.
TRF	Tribunal Regional Federal.
Tupan	Tupan Energia Elétrica Ltda., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.
Usinas	Quaisquer UHE, UTE e/ou usinas cuja energia é proveniente de fontes alternativas propriedade da Companhia na data deste Prospecto, direta ou indiretamente por meio das Controladas, e/ou operadas pela Companhia por meio dos Consórcios.
UTE Seival	Usina Termelétrica Seival Ltda., sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Delta Energética.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

Agente Vendedor	Agente devidamente autorizado e habilitado para a participação nos leilões de energia elétrica na qualidade de vendedor, que poderá oferecer montantes de energia aos agentes interessados/obrigados a adquirir energia elétrica por meio dos referidos leilões.
Auto produtor	Consumidor de energia elétrica que detenha concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu consumo próprio, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.
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, Consumidores Especiais 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 UHE 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, tem por objetivo possibilitar a cobertura do custo do combustível utilizado pelas UTE 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 CCEAR, 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 comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN e das diferenças referentes aos Contratos Bilaterais registrados.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei n.º 10.438/02, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica que utilizam carvão mineral nacional. Foi criada para apoiar o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia e a universalização dos serviços de energia em todo o País.
Comercializador	Pessoa jurídica, detentora de autorização expedida pela ANEEL, especificamente criada com a finalidade de explorar a atividade de comercialização de energia elétrica a partir da aquisição de energia no Ambiente de Contratação Livre, por meio de Contratos Bilaterais, e da venda dessa energia aos Consumidores Livres, outros comercializadores ou Geradoras, no próprio Ambiente de Contratação Livre, ou às Distribuidoras, nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada.
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 Especiais	Consumidores que podem negociar a aquisição de energia elétrica produzida a partir de fontes alternativas, nos termos do parágrafo 5º, do artigo 26, da Lei 9.427/96, com quaisquer fornecedores de energia que atuam no mercado, por meio da celebração de Contratos Bilaterais no Ambiente de Contratação Livre.
Consumidores Industriais	Indústrias atendidas por fornecedores de energia elétrica na qualidade de Consumidor Livre.
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. De acordo com a legislação vigente, são considerados Consumidores Livres (i) aqueles em cuja unidade consumidora a demanda contratada mínima seja de 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV; e (ii) os que tenham uma demanda contratada mínima de 3 MW em qualquer segmento horosazonal, atendidos em qualquer tensão, porém, que tenham sido ligados após 8 de julho de 1995.
Contratos Bilaterais	Contratos de compra e venda de energia livremente negociados entre Geradoras, Comercializadores 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	Quantidade de energia elétrica de uma usina, estabelecida pelo Poder Concedente no respectivo contrato de concessão, que deverá ser disponibilizada para venda.
Garantia Física	A garantia física de um empreendimento de geração, definido 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 o disposto no Decreto n.º 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.
Geração Distribuída	Empreendimento de geração de energia elétrica conectado diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, que atenda aos requisitos da Resolução ANEEL n.º 228, de 25 de julho de 2006, e que seja de titularidade de: (i) pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou (ii) pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.
Geradoras	Companhias concessionárias ou autorizadas a 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.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas, na qual se processam a compra e venda de energia entre seus participantes, tanto por meio de Contratos Bilaterais quanto em regime de curto prazo, 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.
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, destinado à distribuição do risco hidrológico entre as Geradoras, na medida em que cada Geradora tem assegurado o pagamento pelo montante de sua Energia Assegurada 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.
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas. 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.
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica.
Produtor Independente	Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio de pessoas jurídicas que recebem 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 10.438/02.
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.
SIN	Sistema Interligado Nacional - 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, Consumidores Livres e Consumidores Especiais) às Distribuidoras pelo uso de sua rede de distribuição (tensão inferior a 230kv).
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, devida pelos usuários (Geradoras, Consumidores Livres e Consumidores Especiais) às Transmissoras pelo uso de sua rede de transmissão (tensão acima de 230Kv).
UHE	Usina hidrelétrica, 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 cinco e três 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.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação.....	A Companhia é uma sociedade por ações com registro de companhia aberta junto à CVM, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103/0001-19, com seus atos constitutivos arquivados na JUCESC sob o NIRE n.º 42.300.024.384.
Sede.....	Rua Antônio Dib Mussi, 366 CEP 88015-110 – Florianópolis – SC
Data e número de registro da Companhia na CVM como companhia aberta.....	28 de maio de 1998 Registro n.º 1732-9
Diretor de Relações com Investidores.....	Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres Rua Antônio Dib Mussi, 366 88015-110 – Florianópolis – SC Tel.: (48) 3221-7010 Fax: (48) 3221-7065 E-mail: mzaroni@tractebelenergia.com.br www.tractebelenergia.com.br
Atendimento aos acionistas.....	O atendimento aos acionistas da Companhia é feito pelo Banco Itaú S.A. Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, 707, 9º andar, Torre Eudoro Villela CEP 04344-902 - São Paulo – SP At.: Sr. João Paulo Silva Euvaldo Tel.: (11) 5029-7777 Fax: (11) 5029-7780 E-mail: ri@tractebelenergia.com.br
Auditores Independentes.....	BDO Trevisan Auditores Independentes foi responsável pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006; Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes foi responsável pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2008.
Acionista Controlador.....	GDF SELA
Títulos e valores mobiliários emitidos até 31 de dezembro de 2008.....	Ações, ADR, debêntures e notas promissórias comerciais, cujas principais características encontram-se descritas neste Prospecto, na seção “Títulos e Valores Mobiliários”.
Jornais nos quais a Companhia divulga informações.....	As informações referentes à Companhia são divulgadas no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, edição nacional.
E-mail e website para informações aos investidores e ao mercado.....	mzaroni@tractebelenergia.com.br www.tractebelenergia.com.br

**INFORMAÇÕES SOBRE OS ADMINISTRADORES,
ASSESSORES LEGAIS E AUDITORES INDEPENDENTES**

Administradores da Companhia

Quaisquer dúvidas e/ou informações sobre a Companhia, o Programa de Distribuição e este Prospecto poderão ser obtidas junto ao Diretor de Relações com Investidores em exercício e o Gerente de Relações com Investidores da Companhia, no seguinte endereço:

Tractebel Energia S.A.

Rua Antônio Dib Mussi, 366
CEP 88015-110 – Florianópolis – SC

At.: Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor de Relações com Investidores em exercício

Sr. Antônio Previtali Jr.
Gerente de Relações com Investidores

Tel.: (48) 3221-7010/7221

Fax: (48) 3221-7002

E-mail: mzaroni@tractebelenergia.com.br / previtali@tractebelenergia.com.br

Website: www.tractebelenergia.com.br

Coordenador do Programa de Distribuição

Quaisquer dúvidas e/ou outras informações sobre o Programa de Distribuição e este Prospecto poderão ser esclarecidas e obtidas junto ao Coordenador responsável pela atualização do Programa de Distribuição, no seguinte endereço:

Banco Votorantim S.A.

Avenida Roque Petroni Jr., n.º 999 – 16º andar
CEP 04707-910 – São Paulo – SP

At.: Sr. Roberto Roma

Tel.: (11) 3043-5612

Fax: (11) 3043-5645

E-mail: roberto.roma@bancovotorantim.com.br

Website: www.bancovotorantim.com.br

Assessores legais

Os assessores legais da Companhia e do Coordenador podem ser contatados no seguinte endereço:

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

Alameda Joaquim Eugênio de Lima, 447

01403-001 – São Paulo – SP

At.: Sra. Marina Procknor / Sra. Ana Carolina Lima Nomura

Tel.: (11) 3147-7822

Fax: (11) 3147-7770

E-mail: marina@mattosfilho.com.br / cnomura@mattosfilho.com.br

Auditores Independentes

A empresa de auditoria responsável por auditar as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 foi a BDO Trevisan Auditores Independentes. As demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e de 2008 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

Os auditores independentes acima referidos podem ser contatados nos seguintes endereços:

BDO Trevisan Auditores Independentes

Avenida Rio Branco, 404, 12º andar
88015-200 – Florianópolis – SC
At.: Sr. Paulo Ricardo Pinto Alaniz
Tel.: (48) 3223-3030
Fax: (48) 3223-3030
E-mail: paulo.ricardo@bdotrevisan.com.br

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Avenida Presidente Wilson, 231, 22º andar
20030-905 – Rio de Janeiro – RJ
At.: Sr. Antônio Carlos Brandão de Souza
Tel.: (21) 3981-0500
Fax: (21) 3981-0600
E-mail: antoniobrandao@deloitte.com

Declaração da Companhia

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, a Companhia declara que o presente Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, assim como que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.

A Companhia declara que as informações contidas neste Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, não sendo, de qualquer forma, enganosas ou ilusórias, tendo sido verificadas pelos Srs. José Carlos Cauduro Minuzzo e Marco Antônio Amaral Sureck, diretores estatutários da Companhia, signatários da declaração da Companhia, anexa a este Prospecto.

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

Declaração do Coordenador

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, o Coordenador declara que o presente Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, assim como que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.

O Coordenador declara que tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela Companhia contempladas neste Prospecto fossem verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, tendo sido as referidas informações verificadas pelos Srs. Pedro Paulo Mollo Neto e Mario Thomazi, diretores estatutários do Coordenador, signatários da declaração do Coordenador anexa a este Prospecto.

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

CARACTERÍSTICAS DO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO E DAS DEBÊNTURES

Ato societário que aprovou o Programa de Distribuição.....	Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007, cuja ata foi arquivada perante a JUCESC em 5 de junho de 2007, sob o n.º 20071600230, e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, em 13 de junho de 2007.
Valor total.....	R\$ 1.500.000.000,00.
Prazo de duração.....	dois anos contados da data de arquivamento do Programa de Distribuição perante a CVM, qual seja, 19 de junho de 2007.
Valores mobiliários a serem ofertados pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.....	Debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária.
Coordenador.....	Banco Votorantim S.A.
Outros consultores envolvidos no Programa de Distribuição.....	Assessores legais: Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados.
Atualização.....	Nos termos da Instrução CVM n.º 400/03, este Prospecto e as demais informações relacionadas ao Programa de Distribuição deverão ser atualizados pela Companhia no prazo máximo de um ano contado do arquivamento do Programa de Distribuição junto à CVM ou por ocasião da apresentação das demonstrações financeiras anuais da Companhia à CVM, o que ocorrer primeiro, sem prejuízo de eventuais atualizações efetuadas a cada oferta pública de Debêntures que venha ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição.

Debêntures

Poderão ser objeto de oferta pública ao amparo do Programa de Distribuição, debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária, de emissão da Companhia. Cada oferta pública de Debêntures a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição deverá ser aprovada por deliberação do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembléia Geral de Acionistas (dependendo das características das Debêntures). Além disso, cada emissão de Debêntures deverá ser amparada por um "Instrumento Particular de Escritura de Emissão de Debêntures" (observado o Modelo de Escritura de Emissão anexo a este Prospecto), documento que regulará os termos e condições de cada emissão de Debêntures, bem como as obrigações da Companhia com relação a tais emissões.

Cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição poderá ter características distintas. Além disso, as Debêntures objeto de cada emissão poderão ser de diferentes espécies, conforme indicadas no parágrafo acima, bem como ter diferentes termos e condições referentes à remuneração, prazo de vencimento, local de negociação, condições de repactuação, amortização, etc. Competirá à Companhia definir todas as características e direitos das Debêntures de cada oferta pública que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição, mediante a elaboração do respectivo Suplemento, incluindo a quantidade, a classe e a espécie de Debêntures a serem emitidas, bem como seus respectivos direitos, vantagens e restrições, especificando, ainda, aqueles direitos, vantagens e restrições decorrentes de eventuais decisões da Assembléia ou do Conselho de Administração que deliberar a oferta pública.

Todas as ofertas públicas de Debêntures que venham a ser realizadas ao amparo do Programa de Distribuição serão amparadas por este Prospecto e pelo respectivo Suplemento, na forma da Instrução CVM n.º 400/03.

O Suplemento será o documento que descreverá as condições e o cronograma das etapas de cada oferta pública de Debêntures da Companhia no âmbito do Programa de Distribuição, bem como disponibilizará informações atualizadas sobre a Companhia, suas atividades e situação financeira, se for o caso. A classificação de risco das Debêntures e o respectivo Código ISIN serão igualmente informados no Suplemento.

Valor Total do Programa de Distribuição

A Companhia decidirá como e quando captará os recursos no âmbito do Programa de Distribuição. Não há valores mínimos ou valores máximos para as ofertas públicas de Debêntures a serem realizadas no âmbito do Programa de Distribuição, desde que observado o limite do valor total do Programa de Distribuição, ou seja, R\$ 1.500.000.000,00.

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e/ou sobre o Programa de Distribuição podem ser obtidas junto à Companhia, ao Coordenador ou à CVM.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos que venham a ser obtidos pela Companhia quando da realização de cada oferta pública de Debêntures ao amparo do Programa de Distribuição serão utilizados de acordo com as necessidades da Companhia à época de cada oferta pública, podendo ser destinados, por exemplo, ao financiamento das atividades da Companhia, desenvolvimento e ampliação de seu mercado de atuação, bem como ao pagamento de dívidas de curto e/ou longo prazo da Companhia.

O Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição trará uma descrição específica da destinação dos recursos provenientes de cada oferta pública, assim como informações sobre eventuais fontes alternativas de captação de recursos da Companhia nos casos em que existir a possibilidade de distribuição parcial de Debêntures.

O Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição contemplará, na seção que tratar sobre a destinação de recursos, dentre outras, as seguintes informações: (i) exposição clara e objetiva da destinação dos recursos obtidos com a distribuição pública das Debêntures emitidas e seus eventuais impactos na situação patrimonial e nos resultados da Companhia; (ii) caso os recursos sejam, direta ou indiretamente, utilizados na aquisição de ativos, à exceção daqueles adquiridos no curso regular dos negócios, descrição sumária de tais ativos e seus custos, sendo que caso sejam adquiridos de partes relacionadas, informações de quem serão comprados e como o custo será determinado; (iii) caso os recursos sejam utilizados na aquisição de outros negócios, a descrição sumária de tais negócios e o estágio das aquisições, sendo que caso sejam adquiridos de partes relacionadas, informações de quem serão comprados e como o custo será determinado; (iv) caso parte significativa dos recursos seja utilizada para abater dívidas, a descrição das taxas de juros e prazos de tais dívidas e, para as dívidas incorridas a partir do ano anterior ao da emissão das Debêntures, destinação dos recursos nos termos de (ii) e (iii) acima; (v) no caso de apenas parte dos recursos ser obtida por meio da oferta pública de Debêntures em questão, as outras formas de captação para consecução dos objetivos originalmente previstos e, na hipótese de previsão de vários objetivos e apenas parte dos recursos for obtida, quais serão os objetivos prioritários; (vi) se for o caso, a descrição de outras fontes de recursos a serem destinados aos mesmos objetivos a que se destinam os recursos captados com a oferta pública de Debêntures em questão; e (vii) as fontes alternativas de captação de recursos, em caso de distribuição parcial das Debêntures.

INFORMAÇÕES SOBRE O COORDENADOR DO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO

Informações Gerais

O Banco Votorantim iniciou suas atividades em 31 de agosto de 1988 como uma distribuidora de títulos e valores mobiliários, sob a razão social Baltar Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., mais tarde alterada para Votorantim DTVM Ltda. O sucesso inicial da Votorantim DTVM Ltda., que chegou a ser a 2ª maior distribuidora de valores do País em 1990, motivou sua transformação em banco múltiplo, conforme autorização concedida pelo Banco Central em 7 de agosto de 1991, após sua transformação em sociedade anônima em 25 de fevereiro de 1991.

Além dos serviços de banco comercial e de investimento prestados a clientes corporativos, o Votorantim atua em operações de varejo (financiamento e crédito ao consumidor) por meio de suas subsidiárias BV Financeira S.A. CFI – Crédito Financiamento e Investimento e BV Leasing Ltda., na gestão de fundos de investimento, por meio da Votorantim Asset Management DTVM Ltda., e como corretora de valores mobiliários, por meio da Votorantim CTVM Ltda. O Votorantim tem sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, e filiais nas Cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Nassau (Bahamas).

Em 31 de dezembro de 2008, o Votorantim estava posicionado entre os 10 maiores bancos em atuação no Brasil pelo critério de ativos totais, que atingiram R\$ 80,2 bilhões, representando um aumento de 4,93% quando comparado com os R\$ 76,4 bilhões atingidos em 31 de dezembro de 2007, segundo dados apresentados no site do Banco Central do Brasil.

Até 31 de dezembro de 2008, o Votorantim havia participado como instituição líder, instituição subcontratada ou participante especial na colocação, no mercado local, de aproximadamente R\$ 31,3 bilhões em debêntures; R\$ 9,6 bilhões em notas promissórias comerciais; R\$ 6,2 bilhões em ações; e R\$ 4,7 bilhões em quotas de fundos de investimento em direitos creditórios.

Recentemente, o Banco do Brasil S.A. e a Votorantim Finanças S.A., acionista controlador do Votorantim, firmaram parceria estratégica por meio da qual foi (i) 33.356.791.198 ações ordinárias de emissão do Votorantim de titularidade da Votorantim Finanças S.A. foram cedidas ao Banco do Brasil S.A. pelo montante de R\$ 3.000 milhões; e (ii) 7.412.620.277 novas ações preferenciais emitidas pelo Votorantim, pelo valor de R\$ 1.200 milhões, foram subscritas pelo Banco do Brasil S.A. Referida parceria reforça e acelera a trajetória de crescimento do Votorantim, alavancando sua capacidade de originação e distribuição nos segmentos em que atua.

Relacionamento da Companhia com o Coordenador

Na data deste Prospecto, o Coordenador era titular de 240 notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia, com valor unitário de R\$ 1 milhão. As referidas notas promissórias comerciais foram emitidas pela Companhia em 6 de março de 2009, com prazo de vencimento de até 360 dias e remuneração correspondente a 125% da Taxa DI. Conforme previsto nas respectivas cártulas, as notas promissórias deverão ser resgatadas pela Companhia na data de subscrição e integralização das debêntures da 3ª emissão da Companhia, mediante anuência expressa dos respectivos titulares, nos termos do contrato de coordenação e distribuição pública das notas promissórias e da regulamentação aplicável. O referido resgate antecipado será realizado mediante o pagamento do valor nominal unitário acrescido da remuneração das notas promissórias.

Em 26 de março de 2009, a Companhia celebrou com o Coordenador um contrato de fiança bancária no valor de R\$ 35.000.000,00, com vencimento em 23 de março de 2009, com o intuito de garantir a compra de energia na CCEE. A remuneração contratada a título de comissionamento era de 1,9% ao ano.

Adicionalmente, na data deste Prospecto, a Companhia era titular de aplicações financeiras no valor total R\$ 392 milhões em fundos de investimento administrados e/ou geridos pela Votorantim Asset Management DTVM Ltda., sociedade controlada diretamente pelo Coordenador.

O Coordenador também mantinha relacionamento comercial com as Controladas CESS e Itasa, tendo celebrado contratos de financiamento e fiança por meio do BNDES. Em 19 de março de 2007, a CESS e o Coordenador celebraram diversos contratos de financiamentos com o Coordenador, visando a realização de projetos de investimentos, implantação e expansão da capacidade produtiva, incluindo a aquisição de máquinas e equipamentos. Com vencimento em 16 de outubro de 2023, referidos contratos de financiamento têm valor total contratado de aproximadamente R\$ 75,5 milhões e remuneração contratada correspondente a 100% da TJLP, acrescida de 3,25% ao ano.

A Itasa e o Coordenador contrataram, em 15 de março de 2001, financiamento por meio do BNDES no valor de R\$ 30 milhões, para a realização de projetos de investimentos, implantação e expansão da capacidade produtiva, incluindo a aquisição de máquinas e equipamentos, com vencimento em 16 de setembro de 2013. A remuneração contratada corresponde a 100% da TJLP, acrescida de 3,85% ao ano. Adicionalmente, a Itasa celebrou, em 17 de outubro de 2008, contrato de fiança bancária com o Coordenador no valor de aproximadamente R\$ 6,2 milhões, com vencimento em 15 de janeiro de 2010 e remuneração contratada a título de comissionamento de 1,9% ao ano. A fiança visava garantir obrigações principais e acessórias decorrentes do pagamento de encargos do uso de sistema de transmissão em favor do ONS.

Por fim, o Coordenador e a Renova Energia Renovável S.A., sociedade integrante do Grupo GDF SUEZ, celebraram contratos de financiamento por meio do BNDES em 11 de março de 2008, no valor de aproximadamente R\$ 73 milhões. Com vencimento em 17 de setembro de 2029, referidos contratos de financiamento visavam a realização de projetos de investimentos, a implantação e expansão da capacidade produtiva, incluindo a aquisição de máquinas e equipamentos e tinham remuneração contratada correspondente a 100% da TJLP, acrescida de 2,95% ao ano.

A Companhia e o Coordenador declaram que, salvo pelas operações acima descritas, não há quaisquer outras operações relevantes envolvendo a Companhia, o Coordenador e seus conglomerados econômicos. A Companhia e o Coordenador entendem que o relacionamento comercial existente entre ambos não implica conflitos de interesses que possam vir a comprometer as informações constantes deste Prospecto e/ou o Programa de Distribuição.

Vinculação Societária

Na data deste Prospecto não havia vinculação societária, direta ou indireta, entre a Companhia ou o Acionista Controlador e o Coordenador e/ou seu acionista controlador.

OPERAÇÕES VINCULADAS AO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO

Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição

Na data deste Prospecto, não existiam quaisquer empréstimos concedidos pelo Coordenador e/ou quaisquer outras operações em andamento que estivessem, de alguma forma, vinculados ao Programa de Distribuição e que envolvessem o Coordenador e a Companhia ou qualquer outra empresa de seu conglomerado econômico, ou Acionista Controlador e/ou as Controladas. Para informações adicionais sobre o relacionamento da Companhia e o Coordenador, vide “Relacionamento da Companhia com o Coordenador” na seção “Informações sobre o Coordenador do Programa de Distribuição” deste Prospecto.

Eventuais operações existentes entre o Coordenador e a Companhia vinculadas a uma determinada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição serão objeto de discussão no respectivo Suplemento.

Conflito de Interesses

Na data deste Prospecto não existia conflito de interesses decorrente do relacionamento mantido entre o Coordenador e a Companhia.

DESCRIPTIVO PRELIMINAR

A presente seção contém informações apresentadas em outras seções deste Prospecto acerca da Companhia, mas não possui todas as informações que deverão ser consideradas pelos investidores antes de eventual tomada de decisão de investimento nas Debêntures objeto de cada oferta pública que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição. A leitura da presente seção não substitui a leitura deste Prospecto.

A Companhia

Histórico

A Eletrosul foi criada em 1968 como 3ª subsidiária regional da Eletrobrás destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do Estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobrás foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND, por meio do Decreto n.º 1.481, de 3 de maio de 1995. Em 23 de dezembro de 1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Gerasul. O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 71% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobrás.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da 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 28 de maio de 1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

Em leilão realizado em 15 de setembro de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a GDF SELA, empresa constituída no Brasil sob o controle da SUEZ Tractebel, 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 alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável, e em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71.000.000 de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado.

Eventos Relevantes Recentes

No primeiro trimestre de 2007, a Companhia adquiriu 2,82% de participação acionária na MAESA, sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a UHE Machadinho. Consequentemente, a Companhia aumentou a sua participação total no Consórcio Machadinho em 2,34%, agregando 11,1 MW médios à sua Capacidade Instalada naquela data.

No mesmo ano, três novas sociedades limitadas foram constituídas pela Companhia: (i) Lagoa Formosa; (ii) Épsilon; e (iii) Gama. Exceto pela Gama, nenhuma das referidas sociedades exercia qualquer atividade operacional em 31 de dezembro de 2008.

Também em 2007, a Companhia adquiriu (i) a totalidade das ações da CESS, detentora da UHE São Salvador, no Rio Tocantins; (ii) participação acionária na Seival e na UTE Seival, por meio da Controlada Delta Energética; e (iii) por meio da Controlada Energia América do Sul, participação acionária na Ponte de Pedra, detentora da UHE Ponte de Pedra, na divisa dos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.

A UHE São Salvador iniciou suas operações em 5 de fevereiro de 2009, tendo sido o primeiro empreendimento do ramo de energia a obter financiamento do PAC. O projeto contou com investimentos no montante total de R\$ 850 milhões e foi construído em tempo recorde de 32 meses. Com Capacidade Instalada de 243 MW e Energia Assegurada de 148 MW médios, a UHE São Salvador tem capacidade de gerar energia suficiente para abastecer uma cidade do porte de Campinas (SP), com cerca de 1 milhão de habitantes. Sua Energia Assegurada foi totalmente contratada no 3º Leilão de Energia Nova, realizado em outubro de 2006, por um período de 30 anos a partir de 2011.

A aquisição da UTE Seival fortalece o desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai a partir de 2013, alternativamente à venda da energia no Brasil, que também será possível, caso encontre condições comerciais favoráveis. O projeto da UTE Seival já detém autorização da ANEEL, licenças prévia e de instalação, sendo que o terreno para a implantação e exploração da UTE a carvão em Candiota, Rio Grande do Sul, já foi adquirido. O início das operações da UTE Seival está previsto para 2013. A UTE Seival poderá acrescentar até 540 MW à Capacidade Instalada da Companhia quando entrar em operação.

A realização da transferência de controle acionário de Ponte de Pedra para a Energia América do Sul dependia da aprovação pelo CADE, concedida em 19 de março de 2008, e estava condicionada à autorização (i) da ANEEL, concedida em 26 de fevereiro de 2008 por meio da Resolução n.º 1.260; e (ii) dos credores, concedida em 22 de abril de 2008. Por meio de fato relevante divulgado em 29 de abril de 2008, a Companhia comunicou a conclusão da operação de aquisição da totalidade do capital social da Ponte de Pedra por sua Controlada integral Energia América do Sul, mediante o pagamento do valor atualizado em referida data equivalente a R\$ 645 milhões. O "Contrato de Compra e Venda de Ações - Share Purchase Agreement" foi celebrado em 13 de dezembro de 2007, sendo que a aquisição da Ponte de Pedra ocorreu em 2008. A UHE Ponte de Pedra opera comercialmente desde 2005 e somou 176,1 MW à Capacidade Instalada e 131,6 MW médios à Energia Assegurada da Companhia.

Em 2008, a Companhia (i) incorporou sua subsidiária integral CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia; e (ii) constituiu a Controlada Tractebel Energias Renováveis, sendo que, em 31 de dezembro de 2008, a Tractebel Energias Renováveis não exercia qualquer atividade operacional.

Também em 2008, por meio da Controlada Gama, a Companhia adquiriu (i) a totalidade do capital social da Tupan, que detém autorização para explorar a PCH Rondonópolis, com Capacidade Instalada de 26,6 MW; (ii) a totalidade do capital social da Hidropower, detém para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com Capacidade Instalada de 23,7 MW; (iii) a totalidade do capital social da Beberibe, que detém autorização para explorar o Parque Eólico Beberibe, com Capacidade Instalada de 25,60 MW; (iv) a totalidade do capital social da Pedra do Sal, que detém autorização para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com Capacidade Instalada de 17,85 MW; (v) a totalidade do capital social da Areia Branca, que detém autorização para explorar a PCH Areia Branca, com Capacidade Instalada de 19,80 MW; e (vi) a totalidade do capital social da Ecoenergy Brasil Serviços Corporativos Ltda., sociedade prestadora de serviços para a implementação de ativos de geração.

Em 14 agosto de 2008, a Companhia participou do 1º Leilão de Energia de Reserva realizado pela ANEEL, por meio do qual foram vendidos 20 MW médios que serão gerados pela UTE Destilaria Andrade. A UTE Destilaria Andrade é um empreendimento de geração movido à biomassa de cana-de-açúcar a ser construído pelo Consórcio Andrade, que é formado pela Andrade Açúcar e Álcool S.A. e pela Ibitiúva Bioenergética S.A., sendo esta última sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.

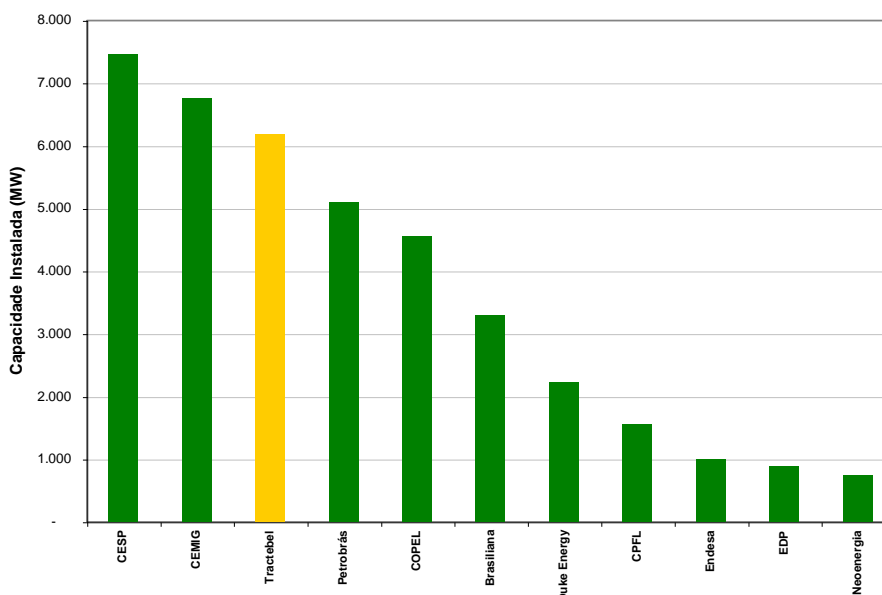
Parque Gerador

Na data deste Prospecto, a Companhia era detentora de um Parque Gerador composto por oito UHE, seis UTE e cinco usinas cuja energia é proveniente de fontes alternativas, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Piauí e Ceará. Das 19 Usinas, 17 pertenciam integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas Controladas, e duas eram operadas pela Companhia por meio dos Consórcios.

Desde a privatização, em setembro de 1998, até a data deste Prospecto, a Companhia havia realizado investimentos da ordem de R\$ 5,3 bilhões (a preços atualizados) na expansão e ampliação da confiabilidade de suas Usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada exclusiva da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia e, ainda, a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho) apresentou crescimento de 73%, passando de 3.719 MW para 6.432 MW na data deste Prospecto. Verificou-se, ainda, um aumento de 65% na Energia Assegurada da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, incluindo a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho), que passou de 2.143 MW médios para 3.528 MW médios.

A Capacidade Instalada total operada pela Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) totalizava 7.491MW na data deste Prospecto, dos quais 82% oriundos de UHE, 16% de UTE e 2% de usinas cuja energia é proveniente de fontes alternativas, o que correspondia a cerca de 6% do parque gerador de energia brasileiro. No mesmo período, a Energia Assegurada total operada pela Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) era de 4.086 MW médios.

O gráfico abaixo apresenta os índices que comprovam que a Companhia era, em 31 de dezembro de 2008, a maior Geradora do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada (Fonte: ANEEL e Geradoras):



Destaques

Certificação

Na data deste Prospecto, as Usinas da Companhia, salvo as recém-adquiridas PCH Rondonópolis, PCH Enegnheiro José Gelazio da Rocha, PCH Areia Branca, Parque Eólico Beberibe e Parque Eólico Pedra do Sal haviam sido submetidas à auditoria para re-certificação NBR ISO e obtiveram êxito, recebendo os Certificados NBR ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004 com validade até 23 de novembro de 2010. Para informações adicionais a respeito das certificações atribuídas às Usinas da Companhia, vide "Certificações" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE

No ano de 2008, as ações da Companhia foram selecionadas pela quarta vez consecutiva para compor o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE, da BM&FBOVESPA, entre 1º de dezembro de 2008 e 30 de novembro de 2009.

Clientes

A carteira de clientes da Companhia é bastante diversificada, estando dividida entre Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres, em sua maioria indústrias. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia tinha contratos de venda de energia com aproximadamente 117 Consumidores Livres localizados em diversos Estados, tais como São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Distrito Federal.

Receita

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, a Companhia apresentou receitas líquidas da ordem de R\$ 2.706 milhões, R\$ 3.043 milhões e R\$ 3.441 milhões, respectivamente.

Recordes

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a Companhia registrou o maior lucro líquido de sua história, R\$ 1.115,2 milhões, valor 6,6% superior ao atingido em 2007. O recorde anterior era de R\$ 1.046 milhões, registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Estratégias da Companhia

A Companhia sempre se preocupou em fornecer energia com qualidade e eficiência. Entretanto, em 2004, a Companhia confirmou e consolidou suas diretrizes para o fornecimento de energia com qualidade e eficiência dentro do conceito de desenvolvimento sustentável. Com isso, a Companhia definiu seu perfil de atuação no mercado, que tem como principal estratégia a identificação e administração dos impactos de seus empreendimentos, permitindo a realização de melhorias operacionais e aumento constante na qualidade dos serviços prestados associados à gestão e minimização dos custos ambientais e a melhoria da qualidade de vida da comunidade dos locais em que as Usinas da Companhia estão localizadas.

Além disso, a Companhia, ciente da necessidade de investimentos em expansão do parque gerador brasileiro, utiliza a sua experiência como operadora de plantas com diferentes portes, características e combustíveis, amparada na estrutura organizacional e financeira do Grupo GDF SUEZ e na experiência de seus administradores, para reafirmar seu posicionamento competitivo e consciente, expresso por meio da sua presença em novas áreas de negócio, como a co-geração e os serviços de consultoria diversos.

Nos próximos anos, a Companhia pretende desenvolver um conjunto de obras substanciais para preservar a qualidade de seus serviços e ampliar sua Capacidade Instalada, consolidando e ampliando sua atuação no mercado setorial.

A meta objetivada pela Companhia é o equilíbrio de sua carteira de clientes, com participação relevante dos Consumidores Industriais na sua carteira de contratos. Para tanto, a Companhia mantém um compromisso com seus clientes e adota uma política de fidelização que, entre outras opções, possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor, mediante a celebração de contratos flexíveis.

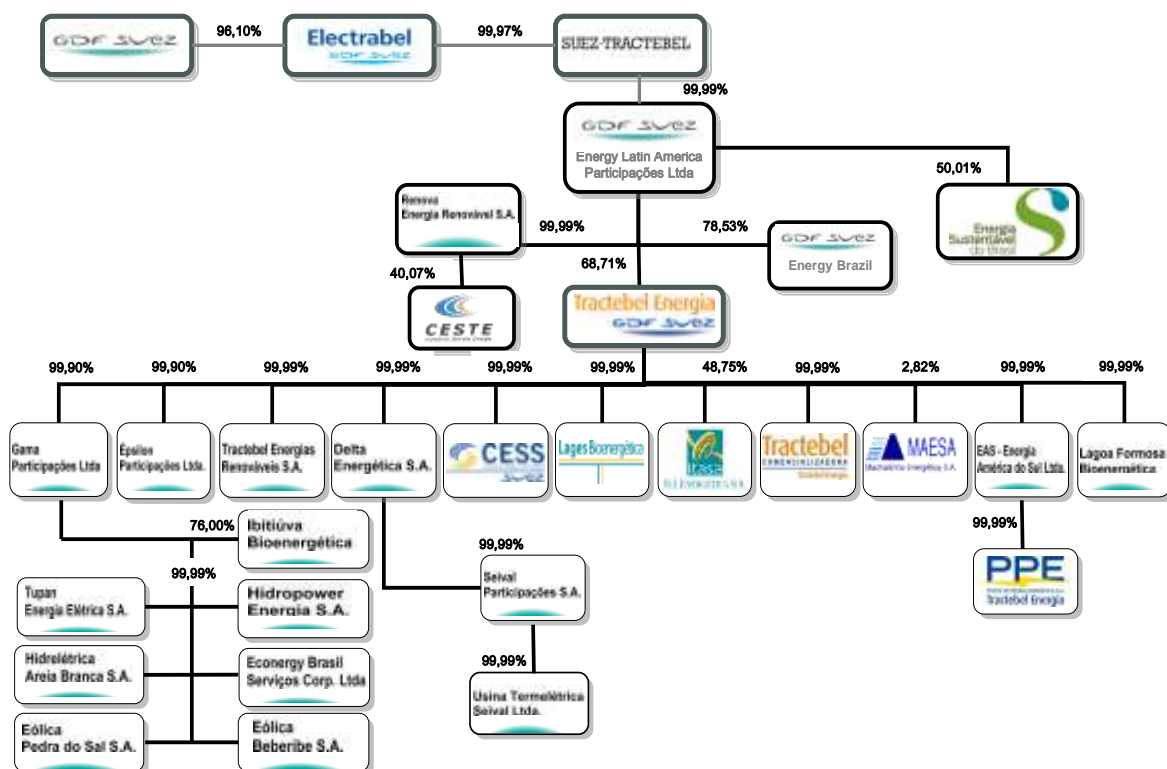
O principal objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas, mediante as seguintes estratégias “Crescimento com Disciplina Financeira”, “Maximização da Eficiência da Carteira de Clientes”, e “Eficiência Operacional”. Para informações adicionais a respeito das estratégias da Companhia, vide “Estratégias da Companhia” na seção “Atividades da Companhia” deste Prospecto.

O Grupo GDF SUEZ

A Companhia é controlada pela GDF SELA, que, em 31 de dezembro de 2008, detinha 68,71% do seu capital social. Ambas integram o Grupo GDF SUEZ, cuja atuação nas áreas industrial e de serviços é reconhecida internacionalmente. O Grupo GDF SUEZ é um grupo com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, que oferece soluções inovadoras nos setores de energia e meio ambiente a empresas, comunidades e indivíduos.

Estrutura Societária

O esquema a seguir representa a estrutura de controle na qual a Companhia se encontrava inserida em 31 de dezembro de 2008:



Em 31 de dezembro de 2008, todas as sociedades direta e indiretamente controladas pela Companhia desenvolviam atividades operacionais relativas à geração ou comercialização de energia elétrica, diretamente ou por meio de suas respectivas controladas, exceto pelas Controladas Não-Operacionais, quais sejam, Lagoa Formosa; Seival; UTE Seival; Delta Energética; Tractebel Energias Renováveis; e Épsilon. Em 31 de dezembro de 2008, as Controladas Não-Operacionais não exerciam qualquer atividade operacional e, portanto, não eram responsáveis por qualquer parcela da receita operacional consolidada da Companhia.

CAPITALIZAÇÃO

O quadro abaixo apresenta os endividamentos de curto e longo prazo da Companhia e sua capitalização total nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008. A presente seção deverá ser lida em conjunto com as seções “Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas da Companhia” e “Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e Resultados Operacionais da Companhia” deste Prospecto.

	31 de dezembro de					
	2008	% do total	2007	% do total	2006	% do total
Capitalização Total*	6.150	100,0	4.630	100,0	4.042	100,0
Dívida de Curto Prazo	733	11,9	178	3,8	344	8,5
Empréstimos e Financiamentos	672	10,9	121	2,6	306	7,6
Moeda Estrangeira	33	0,5	31	0,7	154	3,8
Moeda Nacional	639	10,4	90	1,9	152	3,8
Debêntures	61	1,0	57	1,2	38	0,9
Dívidas de Longo Prazo	2.246	36,5	1.635	35,3	933	23,1
Empréstimos e Financiamentos	1.580	25,7	970	21,0	610	15,1
Moeda Estrangeira	305	5,0	268	5,8	235	5,8
Moeda Nacional	1.275	20,7	702	15,2	375	9,3
Debêntures	666	10,8	665	14,4	323	8,0
Patrimônio Líquido	3.171	51,6	2.817	60,8	2.765	68,4
Capital Social	2.446	39,8	2.446	52,8	2.446	60,5
Reservas de Capital	92	1,5	92	2,0	92	2,3
Reservas de Lucros	633	10,3	279	6,0	227	5,6

(*) Inclui principal e encargos

FATORES DE RISCO

Antes de tomar uma decisão de investimento nas Debêntures a serem ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição, os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente, à luz de suas próprias situações financeiras e objetivos de investimento, todas as informações disponíveis neste Prospecto, no Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada pela Companhia ao amparo do Programa de Distribuição e, em particular, avaliar os fatores de risco descritos nesta Seção e os fatores de risco descritos na seção "Fatores de Risco" do Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição. Caso qualquer dos riscos e incertezas aqui descritos venha a se concretizar, a condição financeira, os negócios e os resultados das operações da Companhia poderão ser afetados de forma adversa.

Fatores de risco relacionados exclusivamente a cada emissão e respectiva oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição serão oportunamente descritos em cada Suplemento à época da oferta das Debêntures.

Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos

O Governo Federal e outras entidades da administração pública têm exercido influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas no Brasil podem influenciar adversamente as atividades da Companhia.

O Governo Federal intervém freqüentemente na economia brasileira e ocasionalmente implementa mudanças significativas na política e regulamentação econômica. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e dar efeito a outras políticas incluem controle sobre preços e salários, desvalorizações da moeda, controles sobre o fluxo de capital e limites nas importações, entre outras medidas. Os negócios, condições financeiras e os resultados das operações da Companhia poderão ser adversamente afetados por mudanças de políticas públicas, sejam elas implementadas em âmbito federal, estadual ou municipal, referentes às tarifas públicas e controles sobre o câmbio, bem como por outros fatores, tais como:

- variação cambial;
- inflação;
- taxas de juros;
- liquidez do mercado doméstico financeiro e de capitais;
- política fiscal; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

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

A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado brasileiro de valores mobiliários, bem como a condução dos negócios da Companhia.

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação. Recentemente, os índices de inflação foram de 3,14% em 2006, 4,46% em 2007 e 5,90% em 2008 de acordo com o IPCA. Medidas do Governo Federal para combatê-la, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, podem contribuir 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, poderão ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia. Caso o Brasil apresente altas taxas de inflação no futuro, talvez a Companhia não seja capaz de reajustar os preços dos seus contratos de compra e venda de energia elétrica para compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos operacionais e/ou financeiros. Pressões inflacionárias também podem afetar a capacidade da Companhia de se antecipar a políticas governamentais de combate à inflação que possam causar danos aos seus negócios.

Oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

A desvalorização acentuada do Real em relação ao Dólar poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre os quais a elevação da taxa básica de juros. Tais medidas podem gerar efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia.

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

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições políticas, econômicas e de mercado de outros países 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, principalmente das economias emergentes.

Acontecimentos ou condições de outros países 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 acontecimentos em outros países, 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 e nos resultados da Companhia.

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

Efeitos das flutuações das taxas de juros.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central poderão ter impacto negativo no resultado da Companhia, na medida em que podem inibir o crescimento econômico e, consequentemente, a demanda por energia, e também porque suas atividades exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são, em sua maioria, financiados com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas. Diante desse cenário, não há garantia de que serão concedidos financiamentos à Companhia e nem de que os custos de eventual financiamento serão satisfatórios. Na hipótese de elevação das taxas de juros, haverá aumento nos custos do serviço da dívida da Companhia e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

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

Riscos Relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive 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, incluindo a influência 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.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o STF, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. No entanto, o mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 6 de janeiro de 2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

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 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 n.º 303, na qual a metodologia de cálculo da Garantia Física das UTE foi alterada, sendo que a nova Garantia Física deverá ser observada a partir de 2008. Desde 1 de janeiro de 2008, as UTE contam com 852,8 MW médios, 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.

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 preços.

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 o caso das UHE, 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 poderão ser comprometidos de maneira adversa.

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.

Até 31 de dezembro de 2008, a Companhia havia vendido 541 MW médios de energia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada. A partir de 2011, com o início da desconstrução dos volumes atuais, a Companhia poderá redirecionar 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 nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada reduzam suas quantidades contratadas até o limite de 4%, 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. Ademais, é possível que haja redução da energia contratada com a Companhia devido à saída de potenciais consumidores livres das Distribuidoras. 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 dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

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 hidrelétrica é a maior fonte de eletricidade no Brasil, representando atualmente 75% da capacidade disponível no SIN.

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da Capacidade Instalada do SIN (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica), não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, 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% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Caso o Brasil passe 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 dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das 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 estarem 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 dessas licenças ambientais. 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 da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, consequentemente, 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 dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

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 consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora 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 hidrelétricos 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 hidrelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implementação e/ou operação de projetos hidrelétricos, por meio 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.

Crescimento da concorrência no segmento de Consumidores Livres.

Geradoras e Comercializadoras concorrem 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.

A comercialização de energia com Consumidores Livres representou 28% e 30% da receita total da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2008, respectivamente.

Riscos Relacionados à Companhia

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

Nos termos dos Contratos de Concessão firmados entre a Companhia e o Poder Concedente (por meio da ANEEL), foram outorgadas à Companhia diversas concessões referentes aos aproveitamentos hidrelétricos 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 caso a Companhia, tendo cumprido todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão, solicite 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 tempestivamente.

Assim, não há garantia de que as concessões atualmente 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 seja rescindido 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 dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

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 UTE, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

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 da carteira 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 instabilidade das taxas de juros pode afetar os negócios da Companhia.

As dívidas da Companhia estão sujeitas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP, LIBOR e Taxa DI. Em 31 de dezembro de 2008, o valor total das dívidas da Companhia (de curto e longo prazo) era de R\$ 2.978,6 milhões, sendo que desse total R\$ 2.689,7 milhões estavam sujeitos à taxas de juros variáveis. A elevação das taxas de juros tem como resultado o aumento dos custos e pagamentos do serviço da dívida da Companhia. Neste caso, os negócios da Companhia, suas condições financeiras e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente em decorrência de maiores despesas financeiras.

Impactos de eventuais oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e outras moedas em decorrência da capitalização da Companhia em moeda estrangeira.

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R\$ 347,5 milhões, sendo que deste valor 62% eram denominados em Dólar e 38% em Euros. Adicionalmente, 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.

A diminuição do valor do Real em relação ao Dólar aumentará o serviço de dívida da Companhia e encarecerá os custos de parte da importação da tecnologia e dos bens necessários para a operação de seus negócios aumentarão, com um consequente efeito adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

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% da receita da Companhia no ano encerrado imediatamente antes da 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 valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A construção, expansão e operação das UHE e UTE 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 dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

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

De acordo com os dados do ONS, aproximadamente 89% (do efetivo suprimento de energia do SIN) era gerado por UHE. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo as UHE 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 dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Risco de suprimento de carvão

As UTE que utilizam carvão mineral produzido no Brasil utilizam a CDE para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser contratada pelas UTE a fim de garantir o cumprimento da geração de referência, tal como definida anualmente pelo ONS, bem como assegurar a continuidade da atividade de produção de carvão mineral nacional.

A Companhia mantém monitoramento constante das suas disponibilidades de carvão e reavalia sistematicamente o melhor dimensionamento dos estoques, de acordo com as previsões de consumo para os semestres seguintes. Nesse sentido, tem buscado ampliar as fontes de fornecimento desse insumo energético, estimulando a participação de outros produtores além dos fornecedores atuais. Periodicamente, a Companhia efetua, em conjunto com o ONS, a Eletrobrás, na qualidade de gestora da CDE, a ANEEL e o MME, as reavaliações necessárias para garantia dos níveis adequados de compras.

A Companhia dispõe de contratos de suprimento de carvão para as UTE nos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. No Rio Grande do Sul, a mineração é a céu aberto, havendo, portanto, maior flexibilidade para ampliar quantidades de fornecimento além do mínimo contratual. Em Santa Catarina, a mineração é subterrânea e as solicitações de incremento do fornecimento exigem aviso prévio. Nesse caso, há a possibilidade de compra de carvão do Rio Grande do Sul para atender parte dos requisitos, sendo que essa opção já foi utilizada previamente. A importação de carvão de outros países é possível de ser feita com flexibilidade, mas anula o direito de utilização de reembolso da CDE.

Remuneração das Geradoras Eólicas contratadas no PROINFA

De acordo com as regras do PROINFA, a remuneração da venda de energia elétrica por usinas eólicas depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a receita é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Desta forma, as receitas das geradoras eólicas contratadas no PROINFA são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da intensidade e regularidade dos ventos no site das geradoras. A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de ventos no local. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Remuneração de PCH contratadas no PROINFA e não participantes do MRE

De acordo com as regras do PROINFA, a remuneração da venda de energia elétrica por PCH não participantes do MRE depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a receita é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Dessa forma, as receitas das PCH não participantes do MRE são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da energia natural afluyente no aproveitamento hidrelétrico no qual a PCH está localizada. A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de energia afluyente no aproveitamento hidrelétrico. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda 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.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima deverá ser rateado na seguinte proporção: 60% para os agentes de distribuição, 20% 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 mantém coberturas de seguros dentro das práticas de mercado, visando proteger os seus empreendimentos e negócios. A Companhia acredita que suas apólices, contratadas junto a renomadas seguradoras, refletem as condições usuais de mercado para os tipos de seguros contratados e abrangem coberturas em escopo e montantes considerados suficientemente adequados pela sua Administração e por consultores de seguros. Todavia, há determinados tipos de perdas e eventos que podem não estar cobertos pelas apólices de seguros contratadas, tais como guerra, terrorismo, caso fortuito ou de força maior, dentre outros. Caso ocorra qualquer dos eventos não cobertos nos termos dos contratos de seguro ou que excedam os limites de seguro contratados, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição e reforma e, por consequência, poderá sofrer prejuízos e/ou ter seus resultados impactados de forma negativa. Adicionalmente, a Companhia não pode garantir que, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto por suas apólices, o pagamento do seguro será suficiente para cobrir os danos decorrentes de tal sinistro.

Caso as diretrizes de administração exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais ou caso a Companhia não seja capaz de contratar, no futuro, seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado se houver a ocorrência de sinistros.

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 patrocinado pela Companhia representa um risco com certo grau de incerteza, dado que os custos são calculados atuarialmente, utilizando-se de premissas atualizadas de mercado. Em 2004, a Companhia implementou o Plano de Contribuição Definida na PREVIG, para o qual em 31 de dezembro de 2008 já havia migração de 93% dos participantes ativos. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R\$ 343,4 milhões, dos quais R\$ 130,6 milhões correspondiam a dívidas contratadas. O montante das perdas atuariais, de R\$ 156,7 milhões em 31 de dezembro de 2008, cujos valores excederam 10% do valor presente das obrigações atuariais, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação CVM n.º 371, de 13 de dezembro de 2000, não estão registradas nas demonstrações financeiras e serão amortizadas, de forma linear, pelo período de aproximadamente 7,73 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano. Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar tais perdas atuariais em decorrência de eventual mudança da prática contábil brasileira, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada.

Decisões judiciais desfavoráveis podem afetar adversamente a posição patrimonial e financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, tanto na esfera cível, trabalhista, previdenciária e fiscal. Em 31 de dezembro de 2008, as perdas prováveis, possíveis e remotas nestas ações envolviam o montante total de R\$ 598 milhões (sendo que R\$ 208 milhões foram depositados judicialmente), dos quais 7,5% estavam relacionados a ações trabalhistas, 72,4% a ações fiscais e os demais 20,1% a ações de natureza cível e ambiental. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia tinha provisões para as perdas prováveis no montante de R\$ 133 milhões, sendo que R\$ 47 milhões encontravam-se depositados judicialmente. No caso de decisões judiciais desfavoráveis à Companhia quanto às perdas possíveis e remotas, a posição patrimonial e financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

Decisões judiciais desfavoráveis em processos judiciais movidos contra a privatização da Gerasul podem acarretar consequências imprevisíveis e afetar adversamente a Companhia.

Em 1988, quando da privatização da Companhia, foram propostas 2 ações civis públicas e 3 ações populares contra a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Companhia, a Eletrobrás, a Eletrosul e, posteriormente, a GDF SELA que, em conjunto, questionam a reorganização societária que resultou na criação e na subsequente privatização da Gerasul (antiga denominação da Companhia). Em 2001, foi proferida decisão de primeira instância em uma ação civil pública declarando a nulidade da criação da Eletrosul que resultou na criação da Gerasul e todos os atos decorrentes ("Primeira Ação Civil Pública"). Em virtude da decisão nesta ação, o juiz extinguiu as demais ações ("Segunda Ação Civil Pública" e "Ações Populares", respectivamente), sem julgamento do mérito. As partes interpuseram recursos de apelação que foram julgados pelo TRF da 4ª Região. O TRF da 4ª Região 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. Contra a decisão do TRF que decretou válidos todos os atos praticados para a criação e privatização da Gerasul, o Ministério Público Federal interpôs recurso especial e extraordinário. Em 9 de dezembro de 2008, o STJ negou seguimento ao recurso especial interposto pelo Ministério Público Federal. Os autos foram remetidos ao STF para julgamento do recurso extraordinário. Não há como garantir que o resultado favorável obtido pela Companhia e pelos demais réus em segunda instância será mantido pelo STJ ou STF, tampouco prever com exatidão as consequências de uma decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus nesses processos, sendo provável 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 réus são complexos e difíceis de 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, a GDF SELA e terceiros, os quais podem ser adversamente afetados. Para informações adicionais acerca da privatização da Gerasul, ver "Processos Judiciais e Administrativos" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

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

De acordo com a legislação em vigor, 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 e credores da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

Informações acerca do futuro da Companhia

Este Prospecto contém informações acerca das perspectivas do futuro da Companhia que refletem as opiniões da Companhia em relação ao seu desenvolvimento futuro e que, como em qualquer atividade econômica, envolvem riscos e incertezas. Não há garantias de que o desempenho futuro da Companhia seja consistente com essas informações. Os eventos futuros poderão diferir sensivelmente das tendências aqui indicadas, dependendo de vários fatores discutidos nesta seção "Fatores de Risco" e em outras seções deste Prospecto. As expressões "acredita que", "espera que" e "antecipa que", bem como outras expressões similares, identificam informações acerca das perspectivas do futuro da Companhia. Os potenciais investidores são advertidos a examinar com toda a cautela e diligência as informações contidas neste Prospecto e a não tomar decisões de investimento unicamente baseados em previsões futuras ou expectativas.

Nos termos da Instrução CVM n.º 400/03, este Prospecto deverá ser atualizado pela Companhia no prazo máximo de um ano, contado do arquivamento do Programa de Distribuição junto à CVM, ou por ocasião da apresentação das demonstrações financeiras anuais da Companhia à CVM, o que ocorrer primeiro, sem prejuízo de eventuais atualizações efetuadas por meio de Suplemento a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição.

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas da Companhia
- Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia
- Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro
- Atividades da Companhia
- Pendências Judiciais e Administrativas
- Administração
- Práticas de Governança Corporativa
- Capital Social, Dividendos e Acionistas
- Títulos e Valores Mobiliários
- Operações e Negócios com Partes Relacionadas

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS SELECIONADAS DA COMPANHIA

A presente seção contém informações financeiras selecionadas da Companhia e, portanto, não possui todas as informações financeiras que deverão ser analisadas pelos investidores antes de se tomar uma decisão de investimento nas Debêntures objeto de cada oferta pública no âmbito do Programa de Distribuição. A leitura da presente seção não substitui a leitura da seção "Análise e Discussão sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e Resultados Operacionais da Companhia" deste Prospecto.

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008

As informações financeiras incluídas neste Prospecto devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras da Companhia anexas a este Prospecto, individuais e consolidadas, relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, as quais foram elaboradas em conformidade com as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil". O termo "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil" refere-se às práticas contábeis estabelecidas pela Lei das Sociedades por Ações, pelas normas expedidas pela CVM e pelas normas e pronunciamentos do IBRACON, vigentes à época das referidas demonstrações financeiras.

A Lei 11.638/07 altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações. A MP 449/08 alterou a Lei das Sociedades por Ações e instituiu o Regime Tributário de Transição de apuração do lucro real, pelo qual foi prevista a possibilidade da neutralidade tributária no biênio 2008 e 2009 sobre os ajustes contábeis decorrentes da adoção das alterações efetuadas pela Lei 11.638/07 para as empresas que não aderiram ao Regime Tributário de Transição.

Foram adotados os dispositivos constantes da Lei 11.638/07 e da MP 449/08 para a preparação e apresentação das demonstrações financeiras da Companhia, tendo como base as orientações da CVM e/ou das normas emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), estabelecendo a data de transição em 1º de janeiro de 2008, conforme opção constante da Deliberação CVM nº 565, de 17 de dezembro de 2008.

As modificações introduzidas pela referida legislação caracterizam-se como mudança de prática contábil. Entretanto, conforme facultado pela referida deliberação da CVM, os ajustes com impacto no resultado foram efetuados contra lucros acumulados na data de transição, sem efeito retrospectivo sobre as demonstrações financeiras apresentadas para fins comparativos. Para maiores informações sobre a Lei 11.638/07 e os respectivos impactos de sua adoção, vide a seção "Efeitos da Adoção Inicial da Lei 11.638/07 e da MP 449/08" deste Prospecto.

As demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as alterações introduzidas pela Lei 11.638/07, foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, segundo as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

As demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil vigentes à época das referidas demonstrações financeiras, as quais não incluem as alterações introduzidas pela Lei 11.638/07, foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, segundo as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e respectivas notas explicativas para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 foram auditadas pela BDO Trevisan Auditores Independentes.

Demonstrações Financeiras

O parecer sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contém menção ao fato de que, anteriormente, a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes auditou as demonstrações financeiras (controladora e consolidado), referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, compreendendo o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, as mutações do patrimônio líquido e as origens e aplicações de recursos nesse exercício, além das informações suplementares compreendendo as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado, sobre as quais emitiu parecer sem ressalvas, datado de 1º de fevereiro de 2008. Conforme acima referido, as práticas contábeis adotadas no Brasil foram alteradas em 1º de janeiro de 2008. As demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, apresentadas de forma conjunta com as demonstrações financeiras de 2008, foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil vigentes até 31 de dezembro de 2007, e como permitido pelo Pronunciamento Técnico CPC 13 – Adoção Inicial da Lei 11.638/07 e da Medida Provisória 448/08, não estão sendo reapresentadas com os ajustes para fins de comparação entre os exercícios sociais referidos.

O parecer sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 conteve menção aos seguintes assuntos: (i) o exame da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes foi conduzido com o objetivo de emitir parecer sobre as demonstrações financeiras básicas da Companhia, tomadas em conjunto. As demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) correspondentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 que foram apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a Companhia e suas controladas não eram requeridas como parte integrante das demonstrações financeiras básicas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil naquela data. As demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria que as demonstrações financeiras básicas; e (ii) as demonstrações financeiras básicas e as demonstrações suplementares dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, apresentadas para fins de comparação, foram examinadas por outros auditores independentes, que emitiram parecer em 5 de fevereiro de 2007, sem ressalvas.

Demonstração de Resultado

(R\$ milhões)	31 de dezembro de							
	2008	% da receita líquida de vendas e serviços	2007	% da receita líquida de vendas e serviços	2006	% da receita líquida de vendas e serviços	2007/2008 (%)	2006/2007 (%)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	3.834	-	3.365	-	3.005	-	13,9	12,0
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(393)	(11,4)	(322)	(10,6)	(299)	(11,0)	22,0	7,7
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E SERVIÇOS	3.441	100,0	3.043	100,0	2.706	100,0	13,1	12,5
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS								
Energia elétrica comprada para revenda	(486)	(14,1)	(268)	(8,8)	(288)	(10,6)	81,3	(6,9)
Transações no âmbito da CCEE	(45)	(1,3)	(182)	(6,0)	(281)	(10,4)	(75,3)	(35,2)
Custo de produção de energia elétrica	(651)	(18,9)	(616)	(20,2)	(509)	(18,9)	5,7	21,0
Custo dos serviços	(11)	(0,3)	(11)	(0,4)	(11)	(0,4)	0,0	0,0
	(1.193)	(34,7)	(1.077)	(35,4)	(1.089)	(40,3)	10,8	(1,1)
LUCRO BRUTO	2.248	65,3	1.966	64,6	1.617	59,7	14,3	21,6
DESPESAS OPERACIONAIS								
Despesas com vendas	(250)	(7,3)	(217)	(7,1)	(210)	(7,8)	15,2	3,3
Despesas gerais e administrativas	(162)	(4,7)	(130)	(4,3)	(133)	(4,9)	24,6	(2,3)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	-	-	(2)	(0,1)	11	0,4		(118,2)
Recuperação de PIS e COFINS	76	2,2	-	-	-	-		
Ganhos em ações judiciais	2	0,1	4	0,2	95	3,5	-50,0	(95,8)
Outras receitas (despesas) operacionais	-	-	(1)	(0,1)	3	0,1		(133,3)
	(334)	(9,7)	(346)	(11,4)	(234)	(8,7)	(3,5)	47,9
Resultado do serviço	1.914	55,6	1.620	53,2	1.383	51,0	18,1	17,1
Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-		
Resultado financeiro								
Receitas financeiras	123	3,6	101	3,3	108	4,0	21,8	(6,5)
Despesas financeiras	(447)	(13,0)	(235)	(7,7)	(264)	(9,8)	90,2	(11,0)
	(324)	(9,4)	(134)	(4,4)	(156)	(5,8)	141,8	(14,1)
RESULTADO OPERACIONAL							7,0	21,1
ANTES DOS TRIBUTOS	1.590	46,2	1.486	48,8	1.227	45,2		
Imposto de renda e contribuição social	(475)	(13,8)	(440)	(14,4)	(248)	(9,2)	8,0	77,4
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	1.115	32,4	1.046	34,4	979	36,0	6,6	6,8
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO EM R\$	1,71	-	1,60	-	1,50	-		
EBITDA⁽¹⁾	2.180	63,4	1.856	61,0	1.598	59,0	17,5	16,1

RECONCILIAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO PARA O EBITDA ⁽¹⁾

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Lucro Líquido	1.115	1.046	979
Depreciação e Amortização	266	236	215
Resultado Financeiro Líquido	324	134	156
Imposto de Renda e Contribuição Social	475	440	248
EBITDA⁽¹⁾	2.180	1.856	1.598
Margem EBITDA (%)⁽²⁾	63,40%	61,00%	58,90%

⁽¹⁾ O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

⁽²⁾ EBITDA dividido pela Receita Operacional Líquida.

Balanco Patrimonial

PASSIVO		31 de dezembro de						
		(R\$ milhões)						
PASSIVO CIRCULANTE	2008	%	2007	%	2006	%	2007/2008	2006/2007
							(%)	(%)
Fornecedores	212	2,5	274	4,2	239	4,3	-22,6	14,6
Dividendos e juros sobre o capital próprio	155	1,9	533	8,1	478	8,6	-70,9	11,5
Empréstimos, financiamentos e debêntures	733	8,8	178	2,7	344	6,2	311,8	(48,3)
Tributos e contribuições sociais	404	4,8	341	5,2	46	0,8	18,5	641,3
Partes Relacionadas	221	2,6						
Outros	187	2,3	154	2,2	140	2,6	21,4	10,0
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	1.912	22,9	1.480	22,4	1.247	22,5	29,2	18,7
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Exigível a Longo Prazo								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.246	26,9	1.636	24,8	934	16,9	37,3	75,2
Benefícios pós-emprego	322	3,9	310	4,7	294	5,3	3,9	5,4
Concessões a pagar	557	6,7	234	3,5	202	3,6	138,0	15,8
Outros	134	1,6	121	1,9	98	1,8	10,7	23,5
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	3.259	39,1	2.301	34,9	1.528	27,6	41,6	50,6
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	29,3	2.446	37,1	2.446	44,2	0,0	0,0
Reservas de capital	92	1,1	92	1,4	92	1,6	0,0	0,0
Reservas de lucros	633	7,6	279	4,2	226	4,1	126,9	23,5
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.171	38,0	2.817	42,7	2.764	49,9	12,6	1,9
TOTAL	8.342	100,0	6.598	100,0	5.539	100,0	26,4	19,1

ATIVO		31 de dezembro de						
		(R\$ milhões)						
ATIVO CIRCULANTE	2008	%	2007	%	2006	%	2007/2008	2006/2007
							(%)	(%)
Disponível	420	5,0	794	12,0	257	4,6	(47,1)	208,9
Consumidores, concessionárias e permissionárias	388	4,7	350	5,3	358	6,4	10,9	(2,2)
Tributos e contribuições sociais a compensar	27	0,3	11	0,2	27	0,5	145,5	(59,3)
Almoxarifado	59	0,7	50	0,8	24	0,5	18,0	108,3
Cauções e depósitos vinculados	1	-	20	0,3	76	1,4	(95,0)	(73,7)
Ativo fiscal diferido	15	0,2	12	0,2	21	0,4	25,0	(42,9)
Outros	48	0,6	27	0,4	29	0,5	77,8	(6,9)
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	958	11,5	1.264	19,2	792	14,3	(24,2)	59,6
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Concessionárias e permissionárias	-	-	5	0,1	16	0,3	-	(68,8)
Tributos e contribuições sociais a compensar	107	1,3	24	0,3	13	0,2	345,8	84,6
Depósitos judiciais	161	1,9	151	2,3	131	2,4	6,6	15,3
Ativo fiscal diferido	208	2,5	204	3,1	189	3,4	2,0	7,9
Outros	112	1,3	116	1,8	100	1,8	(3,4)	16,0
	588	7,0	500	7,6	449	8,1	17,6	11,4
Permanente								
Investimentos e Diferido	31	0,4	31	0,5	37	0,7	0,0	(16,2)
Imobilizado (incluindo Intangível)	6.765	81,1	4.797	72,7	4.261	76,9	41,0	12,6
	6.796	81,5	4.834	73,2	4.298	77,6	40,6	12,5
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	7.384	88,5	5.334	80,8	4.747	85,7	38,4	12,4
TOTAL	8.342	100,0	6.598	100,0	5.539	100,0	26,4	19,1

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

A análise e discussão da administração sobre a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia apresentada a seguir deve ser lida em conjunto com as Demonstrações Contábeis Consolidadas e respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto. A discussão dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia apresentada a seguir é baseada nas Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Impactos da Inflação e Outros Fatores Macroeconômicos nos Resultados da Companhia

O desempenho econômico brasileiro nos últimos anos foi fortemente impactado pela inflação, taxas de juros e incertezas quanto à continuidade da política econômica.

O Brasil apresentou elevadas taxas de inflação em diversos períodos da sua história. A inflação e as medidas destinadas a combatê-la resultam normalmente na diminuição da renda da população e, conseqüentemente, na redução da expansão da atividade econômica. Aumentos nas taxas de inflação afetam o mercado na medida em que reduzem a atividade econômica, o consumo e o investimento.

O nível da taxa de juros tem forte influência nas decisões de consumo das pessoas e nas decisões de investimento das empresas.

Para informações adicionais acerca dos impactos da inflação e outros fatores macroeconômicos nos resultados da Companhia vide "Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos" na seção "Fatores de Risco", neste Prospecto.

Sumário das Principais Práticas Contábeis da Companhia

As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia na elaboração das demonstrações contábeis são as seguintes:

Aplicações Financeiras

São classificadas em (i) mantidas para negociação; (ii) mantidas até o vencimento; e (iii) disponíveis para venda, vinculadas à finalidade das referidas aplicações. As aplicações mantidas para negociação são avaliadas ao valor justo, com seus efeitos reconhecidos no resultado. As aplicações mantidas até o vencimento são mensuradas pelo custo de aquisição acrescido dos rendimentos auferidos, reduzida de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. As aplicações disponíveis para venda são avaliadas ao valor justo, com seus efeitos reconhecidos na conta de ajuste de avaliação patrimonial, quando aplicável.

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Constituída em montante considerado suficiente pela administração da Companhia para cobrir prováveis riscos na realização de créditos a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e de outros créditos, com base em análise individual dos créditos existentes.

Imposto de Renda e 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 nas diferenças temporárias. A segregação entre circulante e não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

A Ponte de Pedra (sociedade controlada indiretamente pela Companhia) tem isenção parcial do pagamento do imposto de renda por um período de 10 anos contados a partir do exercício de 2006, tendo em vista que está localizada em área incentivada da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia -SUDAM.

Almoxarifado

Estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

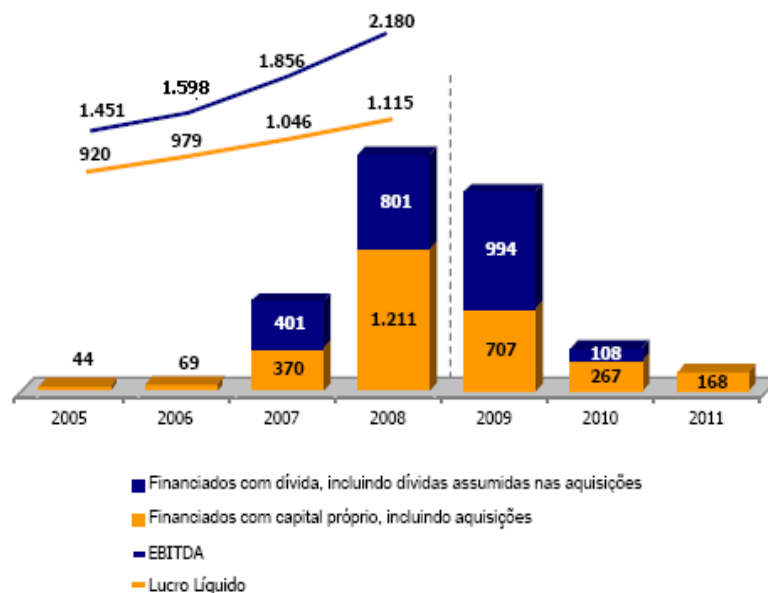
Ativos Indexados

São atualizados até a data do balanço.

Investimentos

Os investimentos em Controladas ((i) sociedades integralmente controladas pela Companhia e (ii) sociedades controladas em conjunto com outras sociedades) 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 gráfico abaixo apresenta os investimentos realizados e orçados e as respectivas fontes de financiamento, em milhões, no período de 2005 a 2011:



Imobilizado

É registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, limitadas ao prazo de concessão das Usinas, conforme aplicável, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas Controladas estão em consonância com os citados atos normativos.

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.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

São atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais e pelos juros incorridos até a data do balanço, deduzidos dos custos incorridos na captação dos recursos.

Demais Obrigações

São registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

Provisão para Contingências

São constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, cíveis, trabalhistas, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

Benefícios Pós-Emprego

São registrados com base em avaliação atuarial, pelo "Método da Unidade de Crédito Projetada", complementados pelos valores projetados atuarialmente e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas.

Resultado do Exercício

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

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 n.º 9.249, de 26 de dezembro de 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 de dezembro de 1995.

Uso de Estimativas

A preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas e de realização do respectivo ativo fiscal diferido.

Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos decorrentes de operações de longo prazo ou de curto prazo, quando há efeitos relevantes, são ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de mercado.

Demonstrações Contábeis Consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora (a Companhia) no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre a Companhia e as Controladas 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 participação da Companhia nas Controladas ser de 99,99% (noventa e nove inteiros e noventa e nove centésimos), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

Reclassificação das Demonstrações Contábeis

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções à Receita Operacional". De modo a facilitar a análise comparativa entre os exercícios sociais apresentados, a receita operacional bruta e as deduções à receita bruta relativas ao exercício de 2006, passaram, respectivamente, de R\$ 2.639 milhões e R\$ 231 milhões para R\$ 2.619 milhões e R\$ 211 milhões, na controladora, e de R\$ 3.061 milhões e R\$ 355 milhões para R\$ 3.005 milhões e R\$ 299 milhões, no consolidado.

As demonstrações financeiras originais referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, anexas a este Prospecto, não foram reemitidas, e portanto, não contemplam tais reclassificações.

Efeitos da Adoção Inicial da Lei 11.638/07 e da MP 449/08

A Companhia adotou os dispositivos constantes da Lei 11.638/07 e da MP 449/08 para a preparação e apresentação de suas demonstrações financeiras, em conformidade com as orientações da CVM e as normas emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, sendo estabelecida como data de transição 1º de janeiro de 2008, nos termos da Deliberação CVM n.º 565, de 17 de dezembro de 2008.

As modificações introduzidas pela referida legislação caracterizam-se como mudança de prática contábil, entretanto, conforme facultado pela referida deliberação da CVM, os ajustes com impacto no resultado foram efetuados contra lucros acumulados na data de transição, sem efeito retrospectivo sobre as demonstrações contábeis.

Opções Relevantes Efetuadas Relacionadas à Adoção Inicial da Lei 11.638/07 e da MP 449/08

A Lei 11.638/07 restringiu o lançamento de gastos no ativo diferido e a MP 449/08 extinguiu esse grupo de contas. Dessa forma, a Companhia optou por efetuar as baixas dos gastos diferidos no valor de R\$ 6.7 milhões (R\$ 5 milhões líquido dos efeitos fiscais), no consolidado, que não tiveram como ser reclassificados para outro grupo de ativos (ativos imobilizado e intangível).

Opções que Resultaram em Reclassificações no Balanço Patrimonial Consolidado do Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2007

R\$ milhões	Publicado	Reclassificações	Reclassificado
Investimentos	113	(83)	30
Imobilizado	4.613	112	4.725
Intangível	75	(3)	72
Diferido	33	(26)	7

a) Transferência do Investimento para o Ativo Intangível

O ativo intangível foi introduzido pela Lei 11.638/07 e está relacionado a direitos que tenham por objeto bens incorpóreos. Seguindo orientação da CVM, a Companhia, desde 2006, já vinha reconhecendo determinados direitos intangível neste grupo de contas.

O ágio pago nas aquisições da Itasa, CEM e Seival, no valor total de R\$ 47,5 milhões, no consolidado, que na data da transição estavam apresentados no investimento foram transferidos para o ativo intangível.

b) Transferência do Ativo Intangível para o Ativo Imobilizado

Na data da transição, o direito de concessão da UHE Cana Brava, no montante de R\$ 73,2 milhões, no consolidado, estava apresentado no ativo intangível. Entretanto, considerando que a referida concessão não pode ser vendida ou transferida para terceiros separadamente da UHE Cana Brava, como resultado da interpretação de regra específica, este ativo foi transferido para o imobilizado para apresentação conjunta com os ativos da UHE Cana Brava.

c) Transferência do Investimento para o Ativo Imobilizado

O ágio pago na aquisição da CESS, no valor de R\$ 35,1 milhões, na data da transição, foi transferido do investimento para o ativo imobilizado.

d) Transferência do Ativo Diferido para o Ativo Imobilizado e Ativo Intangível

Como a Lei 11.638/07 e a MP 449/08 extinguiram o ativo diferido, os gastos diferidos que não puderam ser transferidos para outros ativos foram baixados. Os gastos transferidos para o ativo imobilizado e o ativo intangível na data da transição foram de R\$ 3,6 milhões e R\$ 22,2 milhões, respectivamente.

Opções que Resultaram em Reclassificações no Balanço Patrimonial Consolidado do Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006

R\$ milhões	Publicado	Reclassificações	Reclassificado
Investimentos	37	(35)	2
Imobilizado	4.149	76	4.225
Intangível	77	(41)	36
Diferido	35	-	35

Outras Opções Previstas

a) Ajuste a Valor Presente

De acordo com as novas práticas contábeis, os elementos integrantes do ativo e do passivo decorrentes de operações de longo prazo, ou de curto prazo, quando houver efeitos relevantes, devem ser ajustados a valor presente. A Companhia, em 1º de janeiro de 2008, data estabelecida como data de transição, já adotava tal prática contábil.

b) Demonstrações do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado

As novas práticas contábeis tornaram obrigatórias as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado e descontinuou a apresentação de demonstração de origens e aplicações de recursos. Na data da transição, a Companhia já apresentava os referidos demonstrativos que eram obrigatórios como informações suplementares às demonstrações contábeis.

c) Outras Transações

A Companhia não realizou nenhuma operação com derivativos e pagamentos baseados em ações nem transações relevantes envolvendo arrendamento mercantil (*leasing*) que justificassem qualquer adoção de prática contábil de acordo com a nova legislação em referência.

A tabela abaixo apresenta os efeitos da adoção da referida lei e medida provisória no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008:

R\$ milhões	Lucro Líquido	Patrimônio Líquido
Saldo conforme demonstrações contábeis de 31.12.2008	1.115,2	3.170,8
Efeitos decorrentes da aplicação da Lei 11.638/07 e da MP 449/08:		
Baixa de ativo diferido	1,1	7,8
Amortização do ativo diferido	(0,4)	(0,4)
Imposto de renda e contribuição social sobre os ajustes	(0,2)	(2,0)
Saldo desconsiderando os efeitos da Lei 11.638/07 e MP 449/08	1.115,6	3.176,1

Comparação dos Resultados Operacionais e Contas Patrimoniais da Companhia nos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2008 e 2007

Considerações sobre os Resultados Operacionais

Receita Operacional Bruta

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a receita operacional bruta alcançou R\$ 3.834 milhões, 14% superior àquela auferida em 2007, que foi de R\$ 3.365 milhões. A evolução ocorreu em razão (i) do aumento do preço médio da energia vendida em 14,8%, crescendo de R\$ 97,84/MWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R\$ 112,31/MWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008; (ii) da redução de 6,5% na quantidade de energia vendida, passando de 32.800 GWh (3.744 MW médios) para 30.661 GWh (3.491 MW médios), devido à redução da garantia física de determinadas UTE, conforme imposto pelo MME e à perda da autorização da ANEEL para comercialização do lastro referente ao contrato de importação de 300 MW de potência com energia associada da CIEN; (iii) do crescimento de R\$ 257 milhões na receita de transações com a CCEE, conforme comentado no item "Detalhamento das Operações na CCEE" abaixo; (iv) da redução da exportação de energia para a Argentina e o Uruguai em R\$ 135 milhões, correspondentes a 947,6 GWh; e (v) do ingresso de receitas pela venda da energia gerada na UHE Ponte de Pedra no valor de R\$ 98 milhões, a qual está refletida na composição do preço médio e na variação do volume vendido em 2008 acima mencionadas.

Cabe considerar que, com exceção da UHE Ponte de Pedra, as receitas decorrentes das usinas recentemente adquiridas e que foram incorporadas à Companhia em 2008, ou seja, as Usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal, e as PCH José Gelazio da Rocha e Rondonópolis, todas incorporadas em dezembro de 2008, não resultaram em efeitos relevantes na receita operacional bruta.

Deduções da Receita Operacional

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, as deduções alcançaram R\$ 393 milhões, valor 22,3% superior ao verificado em 2007, que foi de R\$ 322 milhões. Este acréscimo decorreu, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) crescimento de 13,9% na receita operacional bruta; (ii) aumento do PIS e COFINS pelo mesmo fator acima mencionado; e (iii) redução da exportação de energia, sobre a qual não incide ICMS, PIS e COFINS.

Receita Líquida

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a receita líquida alcançou o valor de R\$ 3.441 milhões, 13,1% acima do registrado em 2007, que foi de R\$ 3.043 milhões. Os aumentos apresentados nestes períodos estão diretamente relacionados ao crescimento da receita operacional bruta e das deduções da receita operacional.

No acumulado do ano, o preço líquido de venda passou de R\$ 88,16/MWh, em 2007, para R\$ 100,65/MWh, em 2008, representando crescimento de 14,2%, reflexo, substancialmente, do crescimento da receita operacional bruta e das deduções da receita operacional, além do incremento dos preços praticados para consumidores livres.

Custos de Energia Elétrica e Serviço

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, os custos cresceram 10,9% em relação a 2007, atingindo R\$ 1.193 milhões contra R\$ 1.077 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. A variação acima referida decorreu, principalmente, do exposto a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: incremento de R\$ 219 milhões em consequência da ampliação de 25,7% da quantidade de energia comprada para revenda e do aumento de 47,1% do preço médio em decorrência de maiores preços praticados nos novos contratos. Este percentual está em linha com o incremento de PLD médio de 2008, aproximadamente 40% superior ao de 2007;
- Transações no âmbito da CCEE: redução de R\$ 137 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008;

- Custos de produção de energia elétrica: queda de R\$ 23 milhões, refletindo, principalmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) ingresso de R\$ 92 milhões decorrente do consumo de óleo diesel na UTE William Arjona e Alegrete, em virtude (a) do despacho das usinas pelo ONS com objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico do País e devido às baixas afluências verificadas em determinados períodos do ano (tais custos foram compensados pelo aumento da receita na CCEE, e (b) da exportação de energia para a Argentina e Uruguai através da UTE Alegrete; (ii) queda de R\$ 104 milhões no consumo do carvão, combustível utilizado na geração de energia para exportação, verificada no ano de 2007; e (iii) redução de R\$ 15 milhões no consumo de gás natural em virtude da suspensão de seu fornecimento à UTE William Arjona, conforme anteriormente comentado;
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: aumento de R\$ 4 milhões devido, principalmente, ao reajuste anual e aos efeitos decorrentes da incorporação da UHE Ponte de Pedra; e
- Depreciação e amortização: aumento de R\$ 28 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, quando comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, em razão do ingresso da depreciação dos ativos da Ponte de Pedra.

Detalhamento das Operações na CCEE

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou na rubrica de despesa. Em razão de ajustes na estratégia de comercialização da Companhia, verificou-se nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. A Companhia, o agente principal dentre os que fazem parte do consolidado, realizou, em 2007, dois registros na receita e 10 registros na despesa. Em 2008, nove registros foram realizados na receita e três na despesa. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do MRE; (ii) do chamado "risco de submercado"; (iii) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco - CAR; (iv) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema - ESS, que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (v) da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao PLD.

No acumulado de 2008, a receita líquida auferida foi de R\$ 251 milhões contra uma despesa, no ano anterior, de R\$ 143 milhões, ou seja, um impacto positivo no resultado de R\$ 394 milhões entre os anos analisados.

Os efeitos positivos no resultado da Companhia entre os períodos comparados foram resultantes, principalmente, da combinação dos seguintes fatores:

- aprimoramento, em 2008, da estratégia de comercialização, da qual faz parte a alocação mensal da energia assegurada anual das Usinas. Tal estratégia, amparada pela maior volatilidade do PLD, permitiu à Companhia auferir resultados expressivos, principalmente nos meses de janeiro e fevereiro de 2008;
- despacho fora da ordem de mérito das UTE William Arjona e Alegrete, substancialmente nos meses de fevereiro e março de 2008, para segurança energética do sistema elétrico brasileiro, por diretriz estabelecida pelo CMSE. Parte do aumento dessa receita, entretanto, foi compensada com o aumento no custo com o consumo de combustível utilizado na geração dessa energia; e
- redução da exposição na CCEE no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, em comparação à exposição do ano anterior, devido principalmente (i) à perda do lastro de CIEN e da redução das garantias físicas de UTE impostas pelo MME, conforme anteriormente comentados no item referente à receita operacional bruta; (ii) ao fato de a geração termelétrica a carvão no ano de 2008 ter sido totalmente direcionada ao SIN, enquanto que no ano anterior parte dessa energia foi destinada à exportação; (iii) à intensificação de compra de energia no 2º semestre de 2008, como parte da estratégia de comercialização da Companhia; e (iv) à redução no consumo de Consumidores Industriais verificada principalmente no mês de dezembro de 2008.

Lucro Bruto

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o lucro bruto da Companhia foi de R\$ 2.248 milhões, 14,3 % superior ao lucro bruto da Companhia em 2007. Esse resultado foi um reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita Operacional Bruta" e "Custos de Energia Elétrica e Serviço" desta Seção do Prospecto.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica e alcançaram R\$ 250 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, valor 15,4% superior aos R\$ 217 milhões alcançados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. Referido aumento é decorrente, principalmente, ao reajuste tarifário anual e, secundariamente, ao ingresso de R\$ 11 milhões relativos aos encargos incorridos pela Ponte de Pedra.

Despesas Gerais e Administrativas

No ano de 2008, essas despesas passaram de R\$ 130 milhões para R\$ 162 milhões, evolução de 24,8%, em decorrência, principalmente, do seguinte: (i) aumento de R\$ 12 milhões em serviços de terceiros relativos principalmente a consultorias de gestão, emissão de notas promissórias, novos negócios, recursos humanos, tributárias, legais, entre outras; (ii) crescimento nas despesas com pessoal de R\$ 4 milhões pelos mesmos motivos acima descritos; (iii) incremento de R\$ 3 milhões na depreciação e amortização; e (iv) evolução de R\$ 13 milhões decorrentes de acordos judiciais e contribuições pagos.

Recuperação de PIS e COFINS

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, mais precisamente no primeiro trimestre de 2008, a Companhia reconheceu receita não recorrente de R\$ 76 milhões, relativa à recuperação de PIS e COFINS recolhidos indevidamente em períodos anteriores. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fósseis adquiridos com recursos da CCC e da CDE, que, de acordo com a orientação contida em despacho da ANEEL, deixaram de ser reconhecidos como receita operacional em novembro de 2005 e passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica.

Resultado do Serviço

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o resultado do serviço foi de R\$ 1.914 milhões, representando um crescimento de 18,1% em relação ao ano de 2007, resultado das variações do lucro bruto e das despesas operacionais, conforme descritas nos subitens "Lucro Bruto" e "Despesas Operacionais" deste Prospecto.

Resultado Financeiro

Receitas Financeiras

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, houve majoração da receita em R\$ 22 milhões, principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 17 milhões na renda de aplicações financeiras, já incluindo o valor de R\$ 5 milhões referentes à receita gerada pelas aplicações financeiras da Ponte de Pedra; (ii) crescimento da variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios, no valor de R\$ 3 milhões, em razão da variação dos índices de atualização e do maior volume de depósitos realizados; e (iii) incremento de R\$ 2 milhões na variação monetária sobre contas a receber de longo prazo.

Despesas Financeiras

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, houve majoração das despesas em R\$ 212 milhões quando comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 113 milhões na despesa de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida de R\$ 22 milhões de receita de operação de *hedge* cambial, ainda existente em 2007, em razão da substancial valorização do dólar e do euro frente ao real; (ii) acréscimo de R\$ 63 milhões nos encargos de empréstimos, financiamentos, debêntures e da concessão da ANEEL, decorrente, substancialmente, dos encargos de R\$ 33 milhões sobre as já citadas notas promissórias e de R\$ 37 milhões sobre os empréstimos e financiamentos da Ponte de Pedra; (iii) aumento de R\$ 50 milhões na variação monetária de dívidas, devido, principalmente, à grande variação do IPCA e do IGPM em 2008 e ao ingresso de R\$ 16 milhões da variação monetária sobre a concessão ANEEL da Ponte de Pedra; e (iv) redução de R\$ 19 milhões nas despesas com CPMF.

Resultado Operacional antes dos Tributos

Imposto de Renda e Contribuição Social

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, houve um acréscimo de R\$ 35 milhões nas despesas com pagamento de imposto de renda e contribuições sociais, quando comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento é decorrente, principalmente, ao crescimento do resultado antes dos tributos.

Lucro Líquido do Exercício

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o lucro líquido atingiu R\$ 1.115 milhões, 6,6% superior aos R\$ 1.046 milhões atingidos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, representando R\$ 1,71 por ação.

Excluindo-se os efeitos, líquidos de impostos, decorrentes do incremento da variação cambial de R\$ 75 milhões e da redução do resultado da exportação de R\$ 36 milhões, entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2008, bem como a receita decorrente da recuperação de PIS e COFINS de R\$ 50 milhões, no ano de 2008, o lucro do ano de 2008 teria crescido em 13,2%.

EBITDA e Margem EBITDA

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o EBITDA foi de R\$ 2.180 milhões, 17,5% superior aos R\$ 1.856 milhões do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. A margem EBITDA em 2008 alcançou 63,4%, enquanto a margem EBITDA alcançada em 2007 foi de 61%.

O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Considerações sobre as Contas Patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2008, o ativo circulante da Companhia era de R\$ 958 milhões, 24,2% inferior ao ativo circulante da Companhia em 31 de dezembro de 2007. Esse resultado ocorreu em virtude, principalmente, das variações descritas a seguir.

Disponível

Em 31 de dezembro de 2008, o disponível da Companhia era de R\$ 420 milhões, representando uma redução de R\$ 374 milhões com relação a 2007, devido, principalmente, ao pagamento (i) das sociedades adquiridas pela Companhia no final de 2008; (ii) de dividendos e juros sobre o capital próprio; e (iii) dos serviços da dívida no ano.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a consumidores, concessionárias e permissionárias era de R\$ 388 milhões, representando um aumento de R\$ 38 milhões em relação aos R\$ 350 milhões verificados pela Companhia em 31 de dezembro de 2007. Referida variação ocorreu em decorrência, substancialmente, do aumento da receita de venda de energia.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a tributos e contribuições sociais a compensar era de R\$ 27 milhões, representando um crescimento de R\$ 16 milhões quando comparado com o valor de R\$ 11 milhões verificado em 31 de dezembro de 2007. Essa variação ocorreu, principalmente, em função da elevação dos créditos de ICMS, PIS e COFINS sobre a aquisição de ativo imobilizado.

Cauções e Depósitos Vinculados

Em 31 de dezembro de 2008, o valor de cauções e depósitos vinculados era de R\$ 1 milhão, representando uma redução de R\$ 19 milhões com relação ao valor de R\$ 20 milhões verificado em 31 de dezembro de 2007. Essa variação ocorreu devido à substituição dos depósitos em garantia dos serviços da dívida por fianças bancárias.

Outros

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a esta rubrica era de R\$ 48 milhões, representando uma elevação de R\$ 21 milhões com relação ao valor de R\$ 27 milhões verificado em 31 de dezembro de 2007. Referida variação ocorreu em decorrência, principalmente, da transferência para o circulante de valores a receber pela venda do Projeto Jacuí a vencer nos próximos 12 meses.

Ativo Não Circulante

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2008, o realizável a longo prazo da Companhia era de R\$ 588 milhões, representando uma majoração de 17,6% em relação a 31 de dezembro de 2007. As variações relevantes apresentadas no ativo realizável a longo prazo da Companhia encontram-se descritas a seguir.

Concessionárias e Permissionárias

Em 31 de dezembro de 2008, não havia qualquer valor referente a concessionárias e permissionárias, representando uma redução de R\$ 5 milhões com relação aos R\$ 5 milhões referentes ao ano de 2007, em razão da transferência de valores para o curto prazo.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a tributos e contribuições sociais a compensar era de R\$ 107 milhões, representando um crescimento de R\$ 83 milhões com relação ao valor de R\$ 24 milhões verificado em 31 de dezembro de 2007, sendo R\$ 70 milhões referentes à Controlada CESS, em razão da opção pela utilização dos direitos de créditos de PIS e COFINS sobre as aquisições de máquinas e equipamento e de edificações, conforme previsto na legislação específica, resultando na transferência de referidos créditos do ativo imobilizado para a conta em referência.

Depósitos Judiciais

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a depósitos judiciais era de R\$ 161 milhões, representando um aumento de R\$ 10 milhões quando comparado aos R\$ 151 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Essa variação é devida, basicamente, à atualização monetária e a novos depósitos judiciais feitos no ano de 2008.

Permanente

Imobilizado (incluindo intangível)

O imobilizado da Companhia passou de R\$ 4.725 milhões em 31 de dezembro de 2007 para R\$ 6.638 milhões no mesmo período de 2008, representando um expressivo crescimento de 40,5%. Os principais fatores determinantes desta variação foram (i) as aquisições de ativos no montante de R\$ 2.248 milhões; (ii) transferência de R\$ 86 milhões referente a créditos de PIS e COFINS sobre aquisições de máquinas, equipamentos e edificações; e (iii) a depreciação e amortização de R\$ 249 milhões.

As aplicações no ativo imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, (i) à construção da UHE São Salvador, que representou um investimento de R\$ 289 milhões; (ii) à aquisição da Ponte de Pedra, que representou um investimento de R\$ 1.137 milhões; (iii) às aquisições da Tupan, Hidropower, Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, que representou um investimento de R\$ 737 milhões; (iv) à construção da UTE Destilaria Andrade, que representou um investimento de R\$ 10 milhões; e (v) obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a sua modernização, que representou um investimento de R\$ 75 milhões.

Passivo Circulante

Em 31 de dezembro de 2008, o passivo circulante era de R\$ 1.912 milhões, representando um aumento de 29,3% em relação a 31 de dezembro de 2007.

As variações relevantes apresentadas no passivo circulante da Companhia encontram-se descritas a seguir.

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a fornecedores era de R\$ 212 milhões, representando uma redução de R\$ 62 milhões quando comparado aos R\$ 274 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Essa variação é devida, principalmente, à queda do fornecimento de carvão para produção de energia elétrica em razão do menor volume de exportação para a Argentina e à redução no saldo de fornecimento de materiais e serviços.

Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a dividendos e juros sobre capital próprio era de R\$ 155 milhões, representando uma queda de R\$ 378 milhões em relação aos R\$ 533 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007, em virtude de redução dos dividendos e juros totais propostos de 95% para 68% do lucro líquido do exercício em 2008.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Em 31 de dezembro de 2008, os empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia totalizaram R\$ 733 milhões, representando um aumento de R\$ 555 milhões quando comparado aos R\$ 178 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Essa variação ocorreu em decorrência, substancialmente, (i) da sociedades empresas adquiridas em 2008, no valor de R\$ 117 milhões; e (iii) dos encargos financeiros gerados, das transferências de parcelas do longo prazo e das amortizações realizadas.

Tributos e Contribuições Sociais

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a tributos e contribuições sociais era de R\$ 404 milhões, representando um aumento de R\$ 63 milhões em relação aos R\$ 341 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Essa variação foi resultado do maior lucro líquido apurado pela Companhia e maior valor de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio a pagar, em razão do aumento dos juros creditados em dezembro de 2008.

Partes Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a partes relacionadas era de R\$ 221 milhões, referente ao valor a pagar a SESA BidCo Ltd. pela aquisição da Areia Branca, Beberibe, Pedra do Sal e Econergy Brasil Serviços Corporativos.

Outros

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a esta rubrica era de R\$ 187 milhões, representando um aumento de R\$ 33 milhões quando comparado aos R\$ 154 milhões verificados em 2007. Essa variação é devida, basicamente, ao crescimento nos saldo de pesquisa e desenvolvimento a realizar, encargos regulatórios e encargos sociais a pagar.

Passivo Não Circulante

Exigível a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2008, o exigível a longo prazo da Companhia era de R\$ 3.259 milhões, representando um acréscimo de 41,6% (em relação a 31 de dezembro de 2007).

As variações relevantes apresentadas no passivo exigível a longo prazo da Companhia encontram-se descritas a seguir.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Em 31 de dezembro de 2008, os empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia totalizaram R\$ 2.246 milhões, representando um aumento de R\$ 610 milhões em relação aos R\$ 1.636 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Referida variação ocorreu em virtude, principalmente, (i) do ingresso dos empréstimos referentes às sociedades adquiridas em 2008, no montante de R\$ 477 milhões; (ii) da transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vincenda no curto prazo, no montante de R\$ 180 milhões; (iii) do saque de R\$ 160 milhões relativo ao financiamento contratado com o BNDES e seus agentes financiadores para a construção da UHE São Salvador; (iv) elevação da dívida em R\$ 69 milhões em razão da valorização das moedas estrangeiras que compõe a dívida frente ao Real relativa a empréstimos e financiamentos; (v) juros e variação monetária da ordem de R\$ 77 milhões.

Benefícios Pós-Emprego

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a benefício pós-emprego totalizou R\$322 milhões, representando um crescimento de R\$ 12 milhões quando comparado aos R\$ 310 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Referida variação ocorreu, basicamente, em razão da combinação dos juros do passivo atuarial, do rendimento dos ativos do plano, da amortização das perdas atuariais e das contribuições da patrocinadora do plano, a Companhia.

Concessões a Pagar

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a concessões a pagar era de R\$ 557 milhões, representando um aumento de R\$ 323 milhões em relação aos R\$ 234 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Referida variação é decorrente, principalmente, do ingresso de valores referentes à concessão da UHE Ponte de Pedra e de juros e atualização monetária.

Outros

Em 31 de dezembro de 2008, o valor referente a esta rubrica era de 134 milhões, representando um aumento de R\$ 13 milhões em relação aos R\$ 121 milhões verificados em 31 de dezembro de 2007. Essa variação é devida, basicamente, à elavação das provisões para contingências.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2008, o patrimônio líquido da Companhia era de R\$ 3.171 milhões, contra R\$ 2.817 milhões em 31 de dezembro de 2007. Referido acréscimo decorreu, principalmente, (i) do lucro líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2008, equivalente a R\$ 1.115 milhões; e (ii) da destinação de parte deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no montante de R\$ 756 milhões.

Comparação dos Resultados Operacionais e Contas Patrimoniais da Companhia nos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2006

Considerações sobre os Resultados Operacionais

Receita Operacional Bruta

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções à Receita Operacional". De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a receita operacional bruta e as deduções à receita bruta relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 foram reclassificadas, passando, respectivamente, de R\$ 3.061 milhões e R\$ 355 milhões, para R\$ 3.005 milhões e R\$ 299 milhões.

A receita operacional bruta alcançou R\$ 3.365 milhões em 2007, um acréscimo de 12% em relação a 2006, sendo 5,7% na receita de suprimento de energia e 33,9% na receita de fornecimento de energia, demonstrando a importância do desenvolvimento da carteira de Consumidores Livres. Os principais fatores que contribuíram para a sua evolução foram o aumento do preço médio de venda da energia em 12%, principalmente daquela contratada com Consumidores Livres e pelo maior preço e volume de exportação de energia para atendimento das necessidades energéticas da Argentina. No ano de 2007, a quantidade de energia vendida manteve-se no mesmo patamar de 2006, da ordem de 3.740 MW médios.

Deduções da Receita Operacional

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 7,7% entre os períodos comparados, elevando-se de R\$ 299 milhões para R\$ 322 milhões. Este incremento deveu-se, basicamente, à combinação do crescimento da receita de venda de energia com a redução de ICMS incidente sobre o faturamento de energia elétrica para consumidores livres que passou a ser cobrado por substituição tributária e deduzido diretamente da receita de fornecimento de energia elétrica. Por outro lado, houve redução dos valores deduzidos da receita a serem aplicados em projetos de P&D, devido, principalmente, a mudança de procedimento quanto à definição da base de cálculo do P&D.

Receita Líquida

A receita líquida do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 totalizou R\$ 3.043 milhões, um incremento de 12,5% em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, quando totalizou R\$ 2.706 milhões, resultante, substancialmente, do incremento de preço médio líquido de venda em 12% e do volume de energia vendida para consumidores livres e exportada para a Argentina.

Custos de Energia Elétrica e Serviço

Os custos alcançaram R\$ 1.077 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, representando uma pequena redução em 1,1% sobre o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006. Esta variação decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: redução de R\$ 20 milhões em decorrência do menor volume de compra para atendimento aos compromissos contratuais de venda de energia;
- Transações no âmbito da CCEE: redução de R\$ 99 milhões, em função, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R\$ 102 milhões, devido, substancialmente, a uma menor exposição na CCEE em decorrência da otimização de alocação dos recursos hidráulicos em comparação com 2006; (ii) aumento de R\$ 61 milhões na receita resultante do MRE, pelo maior despacho de energia das UHE requerido pelo ONS; e (iii) redução de R\$ 58 milhões, na receita, devido ao menor despacho de energia da UTE William Arjona, em virtude de reforço de transmissão na região de Campo Grande, no Mato Grosso do Sul, a partir de novembro de 2006;
- Custo de produção de energia elétrica: aumento de R\$ 25 milhões, em decorrência, basicamente, da conjugação dos seguintes aspectos: (i) redução de R\$ 47 milhões devido ao menor consumo de gás verificado a partir da redução do despacho da energia gerada na UTE William Arjona, após o reforço de transmissão anteriormente mencionado, e ao corte de fornecimento de gás verificado no último trimestre de 2007; e (ii) aumento de R\$ 72 milhões relativo ao consumo de carvão para atendimento à grande demanda de exportação de energia para a Argentina;

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: crescimento de R\$ 51 milhões, em função do expressivo aumento no despacho pelo ONS de energia gerada nas UHE em comparação com o ano anterior, que foi influenciado pela forte estiagem que atingiu a região Sul do País. Esse incremento foi parcialmente compensado pelo aumento da receita auferida no MRE, conforme anteriormente comentado; e
- Depreciação e amortização: aumento de R\$ 23 milhões, em razão de revisão da vida útil de certos ativos das UHE, a partir de janeiro de 2007.

Lucro Bruto

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, o lucro bruto da Companhia foi de R\$ 1.966 milhões, valor 21,6% superior ao valor verificado em 2006, reflexo das variações explicadas nos subitens “Receita Operacional Bruta” e “Custos de Energia Elétrica e Serviços” desta seção do Prospecto.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas totalizaram R\$ 217 milhões, montante 3,3% superior ao do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, em virtude, basicamente, do aumento dos encargos de uso da rede elétrica por reajuste tarifário anual e das despesas com pessoal.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de R\$ 130 milhões, representando uma redução de 2,3% em relação ao ano anterior. Desconsiderando-se a despesa não recorrente de R\$ 9 milhões reconhecida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, em função da devolução do adicional tarifário anteriormente cobrado de clientes para compensar diferenças de PIS e COFINS, as despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foram 4,8% superiores às do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006. O referido aumento decorreu, principalmente, do reajuste salarial anual e do reconhecimento, a partir de 2007, da provisão para o pagamento de remuneração variável aos administradores e para o “Programa de Desligamento Voluntário” implementado pela Companhia.

Provisões Operacionais Líquidas

O aumento de R\$ 13 milhões ocorreu, principalmente, em função de no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 ter sido constituída provisão de R\$ 2 milhões, enquanto que no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 ter sido reconhecida reversão de provisão de natureza cível, no valor de R\$ 22 milhões, e constituição de provisão para pagamento de benefícios pós-emprego, no montante de R\$ 8 milhões.

Ganhos em Ação Judicial

A redução de R\$ 91 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foi decorrente, basicamente, do reconhecimento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, de ganho em ação judicial, no montante de R\$ 89 milhões, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e à COFINS.

Resultado do Serviço

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, o valor referente ao resultado do serviço foi de R\$ 1.620 milhões em 2007, representando um crescimento de 17,1 % em relação ao ano de 2006, resultado das variações do lucro bruto e das despesas operacionais da Companhia.

Resultado Financeiro

Receitas Financeiras

A redução de R\$ 7 milhões ocorreu em função de o aumento na renda de aplicação financeira e na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, ter sido inferior ao reconhecimento, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, de receita financeira não recorrente relativa a juros extraordinários sobre parcelamento de dívidas de valores a receber de venda de energia e de ganhos em processos judiciais.

Despesas Financeiras

A diminuição de R\$ 29 milhões ocorreu em razão, principalmente, da combinação dos efeitos a seguir descritos: (i) queda de R\$ 11 milhões nos encargos sobre os empréstimos, financiamentos e debêntures, devido à redução da TJLP, da taxa referencial do SELIC e do CDI e à diminuição gradativa do endividamento pelas amortizações realizadas no período; (ii) crescimento de R\$ 33 milhões na receita de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, em razão de maior desvalorização das moedas que compõe a dívida frente ao Real; e (iii) aumento de R\$ 17 milhões na variação monetária sobre dívida, em função do aumento do IGPM entre os anos comparados.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R\$ 192 milhões deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) incremento de R\$ 88 milhões em decorrência do crescimento do resultado antes dos tributos da Companhia; (ii) maior imposto de renda e contribuição social, no valor de R\$ 13 milhões, em função de menor crédito de juros sobre o capital próprio no ano de 2007 em comparação com 2006; e (iii) reconhecimento de ganho fiscal extraordinário de R\$ 87 milhões, em 2006, devido aos efeitos da alienação de 33,34% do Projeto Jacuí. Para informações adicionais sobre o Projeto Jacuí, vide “Desinvestimentos Relevantes” e “Contratos Diversos” da seção “Atividades da Companhia” deste Prospecto.

Lucro Líquido do Exercício

Em consequência dos fatores anteriormente mencionados, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 atingiu R\$ 1.046 milhões, 6,8% acima do registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, representando um lucro de R\$ 1,60 por ação. Desconsiderando-se os eventos não-recorrentes ocorridos no ano de 2006, quais sejam os ganhos em ações judiciais e os efeitos decorrentes da alienação do Projeto Jacuí, o lucro líquido de 2007 seria 28,9% superior ao registrado em 2006.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 alcançou R\$ 1.857 milhões, um aumento de 16,4% em relação ao ano anterior, e a margem EBITDA foi de 61%, enquanto a de 2006 foi de 58,9%.

O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as “Práticas Contábeis Adotadas no Brasil”, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Considerações sobre as Contas Patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2007, o ativo circulante da Companhia era de R\$ 1.264 milhões, 59,6% superior que em 31 de dezembro de 2006.

As variações relevantes apresentadas no ativo circulante da Companhia encontram-se descritas a seguir.

A variação do ativo circulante deveu-se fundamentalmente ao aumento das disponibilidades em 208,9% ou R\$ 537 milhões. Estas disponibilidades eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Disponível

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente ao disponível era de R\$ 794 milhões, representando um aumento R\$ 537 milhões em relação aos R\$ 257 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Essa variação é devida, principalmente, ao resgate de depósitos em garantia dos serviços da dívida que foram substituídos por fianças bancárias e a postergação, para janeiro de 2008, do pagamento do imposto de renda e da contribuição social apurados mensalmente em 2007, em razão da mudança do critério de apuração do recolhimento desses tributos a partir de 2007, em consonância com a legislação vigente.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a consumidores, concessionárias e permissionárias era de R\$ 350 milhões, representando uma redução de R\$ 8 milhões quando comparado ao ano de 2006 em decorrência, basicamente, de compensação de saldo de imposto de renda e contribuição social existente em 31 de dezembro de 2006.

Almoxarifado

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a almoxarifado era de R\$ 50 milhões, representando uma elevação de R\$ 26 milhões quando comparado aos R\$ 24 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006, em função, basicamente, de adiantamentos feitos a fornecedores de carvão.

Cauções e Depósitos Vinculados

Em 31 de dezembro de 2007, as cauções e depósitos vinculados da Companhia atingiram R\$ 20 milhões, representando uma queda de R\$ 56 milhões em relação aos R\$ 76 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Essa variação é devida, em grande parte, à substituição dos depósitos em garantia dos serviços da dívida por fianças bancárias e ao resgate dos recursos vinculados ao pagamento de obrigações.

Ativo Fiscal Diferido

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a ativo fiscal diferido era de R\$ 12 milhões, representando uma redução de R\$ 9 milhões em relação aos R\$ 21 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006, em razão da transferência do circulante para o longo prazo de provisões indedutíveis e do respectivo imposto diferido.

Ativo Não Circulante

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2007, o realizável a longo prazo da Companhia era de R\$ 500 milhões, 11,4% maior que em 31 de dezembro de 2006.

As variações relevantes apresentadas no ativo realizável a longo prazo da Companhia são as seguintes:

Concessionárias e Permissionárias

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a concessionárias e permissionárias era de R\$ 5 milhões, representando uma redução de R\$ 9 milhões em relação aos R\$ 16 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é devida à transferência de valores para o curto prazo.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a tributos e contribuições sociais a compensar era de R\$ 24 milhões, representando um aumento de R\$ 11 milhões em relação aos R\$ 13 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação ocorreu em função, principalmente, da elevação dos saldos de INSS a compensar, devido a ganho de ação judicial, e de COFINS a compensar.

Depósitos Judiciais

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a depósitos judiciais era de R\$ 151 milhões, representando um aumento de R\$ 20 milhões em relação aos R\$ 131 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006, dos quais R\$ 17 milhões correspondem à atualização monetária.

Ativo Fiscal Diferido

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a ativo fiscal diferido era de R\$ 204 milhões, representando um aumento de R\$ 15 milhões em relação aos R\$ 189 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é devida, substancialmente, ao aumento do ativo fiscal diferido sobre a provisão de benefício pós-emprego e da transferência de valores do circulante para o longo prazo.

Outros

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a esta rubrica era de R\$ 116 milhões, representando um aumento de R\$ 16 milhões em relação ao valor de R\$ 100 milhões verificado em 31 de dezembro de 2006. Referida variação ocorreu em razão, principalmente, da atualização monetária dos valores a receber decorrentes da venda do Projeto Jacuí.

Permanente

Imobilizado (incluindo Intangível)

Em 31 de dezembro de 2007, o imobilizado da Companhia era de R\$ 4.725 milhões, 11,8% superior que em 31 de dezembro de 2006. Os principais componentes que determinaram esta variação foram as aquisições de ativos, no montante de R\$ 722 milhões e a depreciação e amortização de R\$ 220 milhões. As aplicações no imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, à ingresso no montante de R\$ 651 milhões na obra da UHE São Salvador, e de R\$ 71 milhões relativos: (i) à reforma dos geradores da UHE Salto Osório; (ii) à manutenção geral, troca e modernização dos precipitadores eletrostáticos da Unidade Geradora 1 e 4 da UTE Jorge Lacerda A; e (iii) a outras obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo.

Passivo Circulante

Em 31 de dezembro de 2007, o passivo circulante era de R\$ 1.480 milhões, apresentando um aumento de 18,7% em relação a 31 de dezembro de 2006.

As variações relevantes apresentadas no passivo circulante encontram-se descritas a seguir.

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a fornecedores era de R\$ 274 milhões, representando um acréscimo de R\$ 35 milhões em comparação aos R\$ 239 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida alteração é devida, principalmente, à compra de carvão para produção de energia elétrica em atendimento à grande demanda de exportação para a Argentina.

Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a dividendos e juros sobre capital próprio era de R\$ 533 milhões, representando um aumento de R\$ 55 milhões em relação aos R\$ 478 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação ocorreu em razão, basicamente, do aumento do lucro da Companhia no exercício de 2007.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a empréstimos, financiamentos e debêntures era de R\$ 178 milhões, representando uma redução de R\$ 166 milhões em relação aos R\$ 344 milhões apresentados em 2006. Referida variação é devida à combinação dos seguintes fatores: (i) juros e variação monetária de R\$ 136 milhões; (ii) redução da dívida pela variação cambial de R\$ 21 milhões; (iii) amortizações de R\$ 318 milhões; (iv) transferência de parcelas do longo prazo de R\$ 138 milhões; e (v) alongamento do vencimento de dívida que vencia em 2007, no valor de R\$ 101 milhões.

Tributos e Contribuições Sociais

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a tributos e contribuições sociais era de R\$ 341 milhões, representando um aumento de R\$ 295 milhões em comparação aos R\$ 46 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é devida, substancialmente, à postergação para 2008 do pagamento do imposto de renda e da contribuição social apurados sobre os resultados de 2007, em decorrência da mudança do regime de apuração desses tributos, em consonância com a legislação vigente.

Outros

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a esta rubrica era de R\$ R\$ 154 milhões, representando um aumento de R\$ 14 milhões em comparação com os R\$ 140 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é devida basicamente, à elevação nas obrigações com o P&D.

Passivo Não Circulante

Exigível a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2007, o exigível a longo prazo era de R\$ 2.301 milhões, apresentando um acréscimo de 50,6% em relação a 31 de dezembro de 2006.

As variações relevantes apresentadas no passivo exigível a longo prazo da Companhia encontram-se descritas a seguir.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a empréstimos, financiamentos e debêntures era de R\$ 1.636 milhões, representando um aumento de R\$ 702 milhões em comparação aos R\$ 934 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é devida à combinação dos seguintes fatores: (i) captação de R\$ 350 milhões, por meio da 2ª emissão de debêntures da Companhia, que se destinaram à aquisição da CESS; (ii) saque de R\$ 393 milhões relativo ao financiamento contratado com o BNDES e seus agentes financiadores, pela CESS, para fazer frente aos investimentos na construção da UHE São Salvador; (iii) alongamento do vencimento de dívida que vencia em 2007, no valor de R\$ 101 milhões; (iv) juros e variação monetária de R\$ 27 milhões; (v) efeitos da valorização do Real frente às moedas estrangeiras que compõe a dívida relativa a empréstimos e financiamentos, que resultou em redução da dívida no montante equivalente a R\$ 33 milhões; (vi) transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R\$ 138 milhões.

Benefícios Pós-Emprego

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a benefícios pós-emprego era de R\$ 310 milhões, representando um crescimento de R\$ 16 milhões em comparação aos R\$ 294 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é devida, principalmente, à combinação dos juros do passivo atuarial, do rendimento dos ativos do plano, da amortização das perdas atuariais e das contribuições da patrocinadora do plano, a Companhia.

Concessões a Pagar

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a concessões a pagar era de R\$ 234 milhões, representando um aumento de R\$ 32 milhões em comparação aos R\$ 202 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Referida variação é decorrente, substancialmente, dos juros e da atualização monetária no ano.

Outros

Em 31 de dezembro de 2007, o valor referente a esta rubrica era de R\$ 121 milhões, representando um aumento de R\$ 23 milhões em relação aos R\$ 98 milhões verificados em 31 de dezembro de 2006. Essa variação é devida, principalmente, à constituição e atualização de provisão para contingências e à elevação do saldo de PIS e COFINS a pagar.

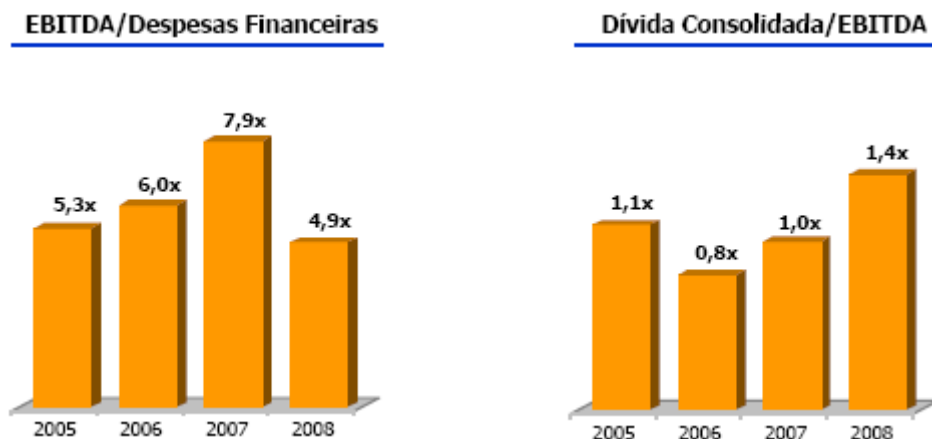
Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia passou, de R\$ 2.764 milhões em 31 de dezembro de 2006, para R\$ 2.817 milhões, em 31 de dezembro de 2007, em decorrência (i) do lucro líquido do exercício de R\$ 1.046 milhões; e (ii) da destinação deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no valor de R\$ 993 milhões.

Outras Considerações

Considerações sobre o EBITDA

O gráfico abaixo apresenta o EBITDA da Companhia em relação às suas despesas financeiras e dívida consolidada:



O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Liquidez e Recursos de Capital

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa em função principalmente de sua elevada margem e controle de custos/despesas.

Fluxos de Caixa

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	(em milhões de R\$)		
	2008	2007	2006
Fluxo de Caixa Operacional	1.859	1.719	1.286
Fluxo de Caixa de Investimentos	1.520	707	69
Fluxo de Caixa de Financiamentos	713	475	1.269

Fluxo de Caixa Operacional

A principal fonte de caixa da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais foi o caixa gerado pelas suas operações, o qual cresceu nos últimos anos, passando de R\$ 1.286 milhões em 2006 para R\$ 1.719 milhões em 2007 e R\$ 1.859 em 2008. Estes aumentos decorreram, principalmente, do aumento das receitas aliado ao excelente controle de custos/despesas e a melhor gestão do capital de giro.

Fluxo de Caixa de Investimentos

A Companhia realizou investimentos para melhorias de produtividade e para a manutenção da confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo. Para informações adicionais sobre os investimentos da Companhia, vide “Investimentos Relevantes” na seção “Atividades da Companhia”.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, as saídas de caixa para investimentos foram de R\$ 69 milhões, destinadas à reforma dos geradores da unidade 2 da UHE Salto Osório, à modernização dos precipitadores eletrostáticos das Unidades Geradoras 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A, às manutenções gerais das unidades 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A e da Unidade Geradora 4 da UTE Charqueadas, além da realização de diversas obras de adição ou substituição nas suas Unidades Geradoras.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, as saídas de caixa para investimentos totalizaram R\$ 707 milhões e foram representadas pelo seguinte: (i) aquisição da CESS, no montante de R\$ 304 milhões, da Seival, por R\$ 24 milhões, e da participação acionária de 2,82% na MAESA pelo valor de R\$ 29 milhões; e (ii) aquisições relacionadas à obra da UHE São Salvador, no total de R\$ 305 milhões. Além disso, foram aplicados R\$ 74 milhões no seguinte: (i) reforma dos geradores da UHE Salto Osório; (ii) manutenção geral, troca e modernização dos precipitadores eletrostáticos das Unidades Geradoras 1 e 4 da UTE Jorge Lacerda A; e (iii) obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, as saídas de caixa para investimentos totalizaram R\$ 1.520 milhões e foram representadas pelo seguinte: (i) aquisição da Ponte de Pedra pelo montante de R\$ 645 milhões, em abril de 2008; (ii) aquisição das sociedades Tupan, Hidropower, Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca e Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda., realizada por meio da Gama, pelo montante de R\$ 441 milhões; (iii) realização de obras na UHE São Salvador, por R\$ 289 milhões; (iv) aquisição de direitos de compra de energia por meio da Tractebel Energia Comercializadora, por R\$ 65 milhões; (v) investimento nas sociedades adquiridas pela Gama, no montante de R\$ 43 milhões; e (vi) realização de obras de adições com o objetivo de manter a confiabilidade, segurança e modernização do sistema de geração, no montante de R\$ 75 milhões.

Fluxo de Caixa de Financiamentos

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, este fluxo de caixa de financiamentos representou uma saída de caixa de R\$ 1.269 milhões, compostas por: (i) R\$ 939 milhões para pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, (ii) R\$ 243 milhões relativos à amortização de dívidas de curto prazo; e (iii) R\$ 87 milhões correspondentes à liquidação de operações de swap cambial.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, o fluxo de caixa de financiamentos apresentou uma saída de caixa de R\$ 1.168 milhões, resultante de: (i) R\$ 940 milhões destinados a pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, (ii) R\$ 202 milhões relativos à amortização de dívidas de curto prazo; e (iii) R\$ 26 milhões correspondentes à liquidação de operações de swap cambial. No mesmo ano, houve uma entrada de caixa de R\$ 693 milhões decorrente da captação, por meio da emissão de debêntures e de saque de financiamento com o BNDES e agentes financeiros vinculados.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o fluxo de caixa de financiamentos apresentou uma saída de caixa de R\$ 1.297 milhões, resultante de: (i) R\$ 1.110 milhões destinados ao pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio; e (ii) R\$ 187 milhões relativos à amortização de dívidas de curto prazo. No mesmo ano, a Companhia registrou uma entrada de caixa no valor de R\$ 584 milhões em razão (i) da captação de notas promissórias no valor de R\$ 400 milhões, efetuadas pela Companhia em maio de 2008; (ii) do saque de financiamento no valor de R\$ 160 milhões com o BNDES e agentes financeiros vinculados para construção da UHE São Salvador; e (iii) do saque de empréstimos efetuados pelas sociedades adquiridas em 2008 no valor de R\$ 24 milhões.

Endividamento

Segue abaixo tabela em que é possível verificar os montantes, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, relativos aos empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia:

Endividamento				Consolidado (R\$ milhões)				Total/07	Total/06
				Circulante		Longo prazo			
				2007	2006	2007	2006		
Modalidade	vencimento final	taxa de juros (a.a.)	Moeda						
Em Reais									
Investimentos no permanente	dez/14	11,62%	R\$	144	180	1.368	697	1.512	877
Capital de giro	fev/08	11,25%	R\$	<u>2</u>	<u>10</u>	<u>-</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>12</u>
				<u>146</u>	<u>190</u>	<u>1.368</u>	<u>699</u>	<u>1.514</u>	<u>889</u>
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	abr/24	6,55%	USD	30	40	164	235	194	275
Capital de giro	nov/15	11,60%	EUR	<u>1</u>	<u>114</u>	<u>104</u>	<u>-</u>	<u>105</u>	<u>114</u>
				<u>31</u>	<u>154</u>	<u>268</u>	<u>235</u>	<u>299</u>	<u>389</u>
Total				177	344	1.636	934	1.813	1.278

Endividamento				Consolidado (R\$ milhões)				Total/08	Total/07
				Circulante		Longo prazo			
				2008	2007	2008	2007		
Modalidade	vencimento final	taxa de juros (a.a.)	Moeda	2008	2007	2008	2007		
Em Reais									
Investimentos no permanente	Dez/23	10,93%	R\$	700	144	1.941	1.368	2.641	1.512
Capital de giro	-	-	R\$	-	<u>2</u>	-	<u>-</u>	-	<u>2</u>
				700	<u>146</u>	1. 941	<u>1.368</u>	2.641	<u>1.514</u>
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	Abr/24	5,36%	USD	32	30	175	164	207	194
Capital de giro	Nov/15	6,75%	EUR	1	<u>1</u>	130	<u>104</u>	131	<u>105</u>
				33	<u>31</u>	305	<u>268</u>	338	<u>299</u>
Total				733	177	2.246	1.636	2.979	1.813

Perfil da Dívida Consolidada

A tabela abaixo apresenta os montantes, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, dos financiamentos de longo prazo:

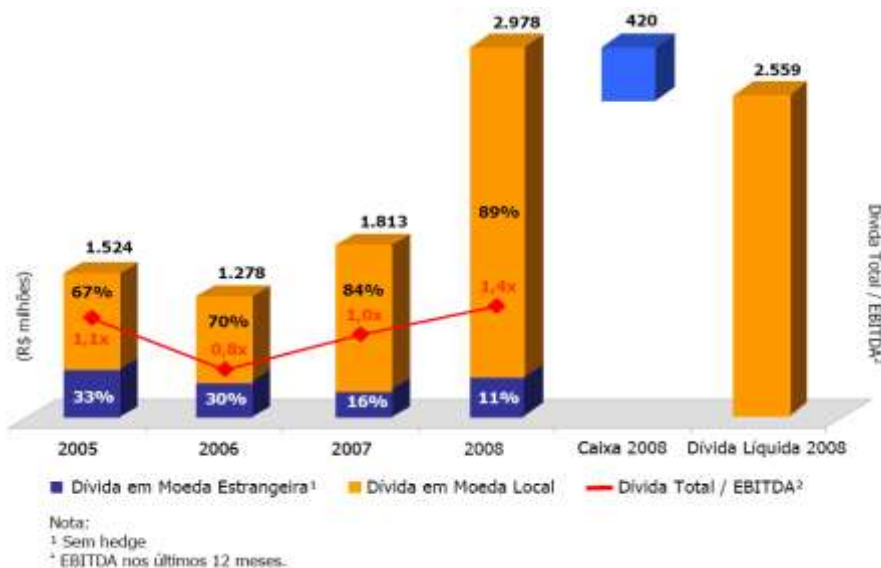
31 de dezembro de			
R\$ milhões			
Vencimento	2008	2007	2006
2007	-	-	-
2008	-	-	130
2009	-	126	126
2010	291	208	183
2011	353	273	245
2012	319	231	85
2013	285	198	51
2014	238	152	5
2015	207	133	-
2016	63	29	-
2017	63	29	-
2018	59	29	-
2019	59	29	-
2020	54	29	-
2021	54	29	-
2022	54	29	-
2023	44	25	-
2024	103	87	109
Total	2.246	1.636	934

Variação do Endividamento

O endividamento total da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 aumentou R\$ 535 milhões em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, enquanto seu montante de caixa e equivalente aumentou em R\$ 537 milhões. Consequentemente, houve uma diminuição de R\$ 7 milhões na dívida líquida da Companhia. O aumento do endividamento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 deveu-se à captação de recursos por meio da 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 350 milhões e do financiamento com o BNDES e seus agentes financiadores, no valor de R\$ 393 milhões, destinados à aquisição e construção da UHE São Salvador. A Companhia estima que a razão entre sua dívida líquida em 31 de dezembro de 2007 e o EBITDA acumulado nos 12 meses de 2007 seja de 1,55.

O endividamento total da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 aumentou R\$ 1.166 milhões em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, enquanto seu montante de caixa e equivalente diminuiu em R\$ 374 milhões. Consequentemente, houve um aumento de R\$ 1.540 milhões na dívida líquida da Companhia. O aumento do endividamento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 resultou dos seguintes fatores: (i) captação de recursos por meio da terceira emissão de notas promissórias comerciais, no valor total de R\$ 400 milhões, com o objetivo de auxiliar a viabilização do plano de investimentos da Companhia; (ii) aumento no financiamento com o BNDES e seus agentes financiadores, no valor total de R\$ 160,4 milhões, destinados à aquisição e construção da UHE São Salvador; (iii) da assunção das dívidas adquiridas quando das aquisições da Ponte de Pedra, Tupan, Hidropower, Beberibe, Areia Branca e Pedra do Sal, por meio das Controladas, no valor total de R\$ 573,7 milhões. A Companhia estima que a razão entre sua dívida líquida em 31 de dezembro de 2008 e o EBITDA acumulado nos 12 meses de 2008 seja de 1.17.

O gráfico abaixo detalha a evolução do endividamento da Companhia, bem como a exposição em moeda estrangeira da Companhia verificado nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:



O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Dívida Líquida

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, a Companhia tinha 30,4% da sua dívida bruta em moeda externa e 69,6% em moeda nacional.

Detalhamento da Dívida	Em 31 de Dezembro de 2006 (R\$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	190	699	889
+ Moeda Estrangeira	<u>154</u>	<u>235</u>	<u>389</u>
	344	934	1.278
+ Operações com Swap	5	-	5
- Caixa e Equivalentes	257	-	257
Dívida Líquida	92	934	1.026

Dívida em Moeda Externa (30,4% da Dívida Bruta)	
Flutuante	54,0%
Fixa	46,0%

Dívida em Moeda Nacional (69,6% da Dívida Bruta)	
TJLP	45,2%
IGPM	24,1%
Fixa	22,5%
SELIC	1,4%
CDI	6,8%

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a Companhia tinha 16,5% da sua dívida bruta em moeda externa e 83,5% em moeda nacional.

Detalhamento da Dívida	Em 31 de Dezembro de 2007 (R\$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	146	1.368	1.514
+ Moeda Estrangeira	<u>31</u>	<u>268</u>	<u>299</u>
	177	1.636	1.813
- Caixa e Equivalentes	794	-	794
Dívida Líquida	-617	1.636	1.019

Dívida em Moeda Externa (16,5% da Dívida Bruta)	
Flutuante	53,2%
Fixa	46,8%

Dívida em Moeda Nacional (83,5% da Dívida Bruta)	
TJLP	49,7%
IGPM	13,9%
Fixa	7,6%
SELIC	0,1%
CDI	4,0%
IPCA	24,7%

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a Companhia tinha 11,4% da sua dívida bruta em moeda externa e 88,6% em moeda nacional.

Detalhamento da Dívida	Em 31 de Dezembro de 2008 (R\$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	700	1.941	2.641
+ Moeda Estrangeira	<u>33</u>	<u>305</u>	<u>338</u>
	733	2.246	2.979
- Caixa e Equivalentes	420	-	420
Dívida Líquida	313	2.246	2.559

Dívida em Moeda Externa (11,4% da Dívida Bruta)	
Flutuante	50,2%
Fixa	49,8%

Dívida em Moeda Nacional (88,6% da Dívida Bruta)	
TJLP	51,9%
IGPM	7,7%
Fixa	4,4%
CDI	20,8%
IPCA	15,0%

Detalhamento da Dívida

Dívida de Curto Prazo

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, a dívida de curto prazo da Companhia somava R\$ 344 milhões, dos quais 44,8% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R\$ 40 milhões em Dólares; e (ii) R\$ 114 milhões em Euros. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a dívida de curto prazo da Companhia somava R\$ 177 milhões, dos quais 17,5% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R\$ 30 milhões em Dólares; e (ii) R\$ 1 milhão em Euros. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a dívida de curto prazo da Companhia somava R\$ 733 milhões, dos quais 95,5% estavam denominados em moeda local e 4,5% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R\$ 32 milhões em Dólares; e (ii) R\$ 1 milhão em Euros.

Dívida de Longo Prazo

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R\$ 934 milhões, dos quais 25,2% estavam denominados em moeda estrangeira e era composto por R\$ 235 milhões em Dólares. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R\$ 1.636 milhões, dos quais 16,4% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R\$ 164 milhões em Dólares; e (ii) R\$ 104 milhões em Euros. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R\$ 2.246 milhões, dos quais 86,4% estavam denominados em moeda local e 13,6% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R\$ 175 milhões em Dólares; e (ii) R\$ 130 milhões em Euros.

Dívida Garantida

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

(i) Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) cessão e transferência à União dos recebíveis até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; e (b) depósito, em forma de caução, no valor R\$ 71 milhões, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente. Para informações adicionais sobre referido financiamento vide "Contratos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto; e

(ii) ABN AMRO Bank: nota promissória, com vencimento à vista, no valor de US\$ 16,92 milhões, representando 120% do valor do financiamento objeto do contrato de financiamento. Tratava-se de "Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior em Moeda Estrangeira" celebrado pela Companhia com o Banco ABN AMRO Real S.A., nos termos da Resolução do CMN n.º 2.770/00, em 23 de fevereiro de 2001. O valor total do contrato era de US\$ 14,1 milhões, pagos em 10 parcelas iguais e semestrais no valor de US\$ 1,41 milhões, com juros de até 0,15% ao ano acima da taxa Libor, sendo que a última parcela venceu em 15 de março de 2008.

Em 31 de dezembro de 2006, não havia outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

(i) Eletrobrás: (a) procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) notas promissórias no montante equivalente ao financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais. Para informações adicionais, vide "Contratos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

(ii) BNDES: cessão e transferência ao BNDES do valor equivalente a 1,33% do faturamento mensal da Companhia, a ser feita mediante depósitos na "Conta Arrecadadora" e "Conta Vinculada". Tratava-se de "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" celebrado entre a Companhia e o BNDES, por meio do qual foi concedido à Companhia financiamento no valor de, aproximadamente, R\$ 35 milhões. O valor do principal deveria ser pago em 60 prestações mensais e sucessivas, sendo que a 1ª parcela venceu em 15 de março de 2003 e a última em 15 de fevereiro de 2008. Sobre o principal da dívida, incidiam juros à taxa de 1% ao ano, acima da taxa média anual ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC; e

(iii) Banco do Brasil: (a) cessão e transferência de crédito no valor de R\$ 9 milhões, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) caução de nota promissória no valor correspondente ao do financiamento. Para informações adicionais a respeito desta operação, vide "Contratos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

2. Itasa

A. BNDES e agentes financiadores: (a) penhor de direitos emergentes da concessão para a exploração da UHE Itá; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com seus acionistas; e (c) "Conta Reserva" num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os acionistas ofereceram a totalidade das ações da Itasa em caução ao BNDES e agentes financiadores.

3. CEM

A. BNDES: "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" e "Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures": (a) cessão de todas as receitas e demais valores recebidos decorrentes da geração e da comercialização provenientes da UHE Cana Brava; (b) cessão do direito de receber todos e quaisquer valores que venham a ser exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente, nos termos da concessão, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da concessão; e (c) obrigação de manter aberta uma "Conta Reserva" com um montante depositado equivalente a seis meses do serviço da dívida.

4. Lages Bioenergética

A. BRDE: (a) cessão dos direitos creditórios do "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica" celebrado com a CELESC, com a interveniência da Companhia; (b) cessão dos direitos de indenização decorrentes dos "Contratos de Compra e Venda de Vapor" e "Contratos de Compra e Venda de Biomassa" celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e Batistella Indústria e Comércio de Madeiras S.A.; (c) cessão dos direitos emergentes da autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente; e (d) obrigação de manter aberta uma "Conta Reserva" com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda estrangeira permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, com exceção do depósito, em forma de caução, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, que passou de R\$ 71 milhões em 31 de dezembro de 2006 para R\$ 63 milhões em 31 de dezembro de 2007. Para informações adicionais, vide "Contratos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Em 31 de dezembro de 2007, não havia outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda nacional permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

2. Itasa

As dívidas garantidas da Itasa permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

3. CEM

As dívidas garantidas da CEM permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

4. Lages Bioenergética

As dívidas garantidas da Lages Bioenergética permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

5. CESS

A. BNDES e repasse BNDES por meio de agentes financiadores: (a) penhor de direitos emergentes da concessão para a exploração da UHE São Salvador; (b) "Conta Centralizadora de Direitos Creditórios" para recebimento dos direitos de crédito da CESS; e (c) obrigação de manter aberta uma "Conta Reserva" com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida acrescido do valor de três meses de pagamento do "Contrato de Operação e Manutenção do Projeto".

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2008

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda estrangeira permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, com exceção:

(i) Depósito em Forma de Caução: apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, que passou de R\$ 63 milhões, em 31 de dezembro de 2007, para R\$ 94 milhões em 31 de dezembro de 2008. Para informações adicionais, vide "Contratos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto; e

(ii) ABN AMRO Bank: As notas promissórias decorrentes da assinatura de "Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior em Moeda Estrangeira" celebrado pela Companhia com o Banco ABN AMRO Real S.A., nos termos da Resolução do CMN n.º 2.770/00, em 23 de fevereiro de 2001, já haviam sido quitadas em 31 de dezembro de 2008, uma vez que a última parcela venceu em 15 de março de 2008.

Em 31 de dezembro de 2008, não havia outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda nacional permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, com exceção do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures com o BNDES. Em consequência da incorporação da CEM pela Companhia, ocorrida em 28 de março de 2008, as garantias anteriormente existentes nos dois contratos acima referidos foram substituídas por Carta de Fiança do Unibanco, no valor de R\$ 131.966, com validade até 15 de outubro de 2013.

2. Itasa

As dívidas garantidas da Itasa permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

3. Lages Bioenergética

As dívidas garantidas da Lages Bioenergética permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

4. CESS

As dívidas garantidas da CESS permanecem as mesmas, sob as mesmas condições, conforme indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Compromissos Contratuais (covenants)

Os principais *covenants* financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

Debêntures

Condições Contratadas

A tabela abaixo apresenta os valores, em milhares, referentes às debêntures em circulação emitidas pela Companhia e por suas Controladas em 31 de dezembro de 2008 e 31 de dezembro de 2007:

	2008			2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Emissão (1ª Série)	9.141	140.000	149.141	6.483	142.539	149.022
1ª Emissão (2ª Série)	-	60.000	60.000	-	60.000	60.000
2ª Emissão (Série Única)	-	381.080	381.080	404	357.763	358.167
Cana Brava (Série Única)	11.917	51.904	63.821	-	-	-
Encargos	<u>29.053</u>	-	<u>29.053</u>	<u>25.251</u>	-	<u>25.251</u>
Total Controladora	50.111	632.984	683.095	32.138	560.302	592.440
Cana Brava (Série Única)	-	-	-	10.807	63.667	74.474
ITASA (1ª e 2ª Séries)	9.154	32.760	41.914	10.185	40.950	51.135
Encargos	<u>1.326</u>	-	<u>1.326</u>	<u>3.430</u>	-	<u>3.430</u>
Total Consolidado	<u>60.591</u>	<u>665.744</u>	<u>726.335</u>	<u>56.560</u>	<u>664.919</u>	<u>721.479</u>

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2006	15.004	200.000	215.004	37.834	323.344	361.178
Ingressos	-	353.423	353.423	-	353.423	353.423
Transferências	9.167	(9.167)	-	28.150	(28.150)	-
Encargos gerados	33.487	-	33.487	46.930	256	47.186
Variações monetárias	2.012	16.046	18.058	6.057	16.046	22.103
Amortizações	<u>(27.532)</u>	-	<u>(27.532)</u>	<u>(62.411)</u>	-	<u>(62.411)</u>
Saldo em 31.12.2007	32.138	560.302	592.440	56.560	664.919	721.479
Incorporação da CEM	13.850	63.692	77.542	-	-	-
Transferências	29.272	(29.272)	-	37.462	(37.462)	-
Encargos gerados	55.266	114	55.380	61.453	139	61.592
Variações monetárias	(1.843)	38.148	36.305	2.879	38.148	41.027
Amortizações	<u>(78.572)</u>	-	<u>(78.572)</u>	<u>(97.763)</u>	-	<u>(97.763)</u>
Saldo em 31.12.2008	<u>50.111</u>	<u>632.984</u>	<u>683.095</u>	<u>50.591</u>	<u>665.744</u>	<u>726.335</u>

Compromissos Contratuais (covenants)

Os *covenants* financeiros estabelecidos nos contratos de debêntures estão sendo cumpridos pela Companhia.

Para informações adicionais a respeito das debêntures emitidas pela Companhia, vide "Debêntures" na seção "Títulos e Valores Mobiliários" deste Prospecto.

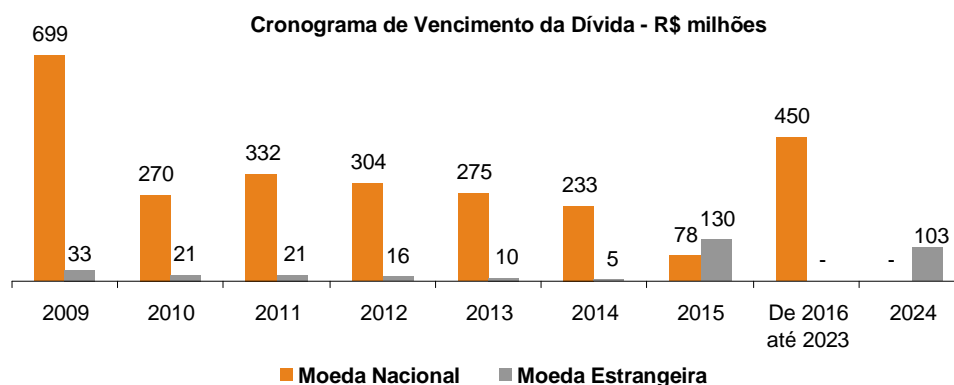
Análise da Capacidade de Pagamento da Companhia

Os administradores da Companhia, mediante análise dos indicadores de desempenho e da geração de fluxo de caixa, entendem que a Companhia possui boas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo suas operações. De acordo com os administradores da Companhia, sua geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

Segue abaixo a descrição do perfil da dívida consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2008:

Perfil de Dívida Consolidado em 31 de dezembro de 2008	
Ano	Amortização (R\$ milhões)
2008	-
2009	662
2010	291
2011	353
2012	319
2013	285
2014	238
2015	207
2016	63
2017	63
2018	59
2019	59
2020	54
2021	54
2022	54
2023	44
2024	103
	2.908

Em complementação, o gráfico a seguir detalha o cronograma de amortização da dívida bruta da Companhia, computando juros no ano de 2009, 31 de dezembro de 2008:



Eventos Relevantes Posteriores à Divulgação das Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2008

Em 6 de março de 2009, foram emitidas 300 notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 1 milhão, totalizando o montante de R\$ 300 milhões. As notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia fazem jus a remuneração equivalente à acumulação de 125% da Taxa DI e, com vencimento previsto para 360 dias contados da Data de Emissão das Notas Promissórias, podendo ser antecipadamente resgatadas pela Companhia.

Para informações adicionais, vide "Notas Promissórias" na seção "Títulos e Valores Mobiliários Emitidos" deste Prospecto.

VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

De acordo com a ANEEL, existia, em 31 de dezembro de 2008, um total de 2.023 empreendimentos de geração em operação no Brasil, gerando aproximadamente 102.814 mil MW de potência. A adição de aproximadamente 27 mil MW na capacidade de geração do País é esperada para os próximos cinco anos, provenientes de empreendimentos já licitados ou em construção.

Em 31 de dezembro de 2008, aproximadamente 32,6% da Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era detida pela Eletrobrás, *holding* controlada pelo Governo Federal. Além disso, alguns estados brasileiros controlam empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tais como a CESP, a COPEL e a CEMIG.

Capacidade de Geração

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

Em 2008, as UHE geraram 89% de toda a energia elétrica gerada no SIN. O restante da produção foi gerada por UTE que utilizam gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, ou combustível nuclear. Com exceção de sistemas isolados da região Norte, as UTE são utilizadas 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.

Consumo de Energia Elétrica no País

Em 2008, houve uma expansão de 2,8% na demanda de energia elétrica no SIN, contra um crescimento esperado de 5,1% da economia. Para 2009, o ONS espera um incremento no consumo de energia elétrica aproximadamente de 5,7%.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW 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 elétrica 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 atualmente 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 disposições, 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. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- serviço adequado: a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço;

- servidões: o Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução do serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária, sendo que, neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- responsabilidade objetiva: a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa;
- 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, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações;
- término antecipado da concessão: o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual; sendo que a encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao “devido processo legal”, no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a posteriori, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecurável, proferida em processo interposto pelo concessionário;
- reversão no advento do termo contratual: a reversão no advento do termo contratual será feita com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido;
- produção de energia elétrica por Produtor Independente e por autoprodutor: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

Considerando a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não haverá indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o projeto original ao final do prazo da concessão, a Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2007, passou a depreciar estes ativos de acordo com as taxas determinadas pela ANEEL, limitado ao prazo de concessão.

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, embargos de obras, interdição de instalações, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações, impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, revogação de autorização, intervenção administrativa e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2% da receita oriunda de venda de energia elétrica e da prestação de serviços (deduzidos o ICMS e ISS) das concessionárias verificada no período de 12 meses imediatamente anterior à lavratura do auto de infração. 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 estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

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 Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia - MME

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

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da ANEEL passaram a ser (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, mediante delegação do MME; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar a utilização de recursos energéticos do Brasil, de maneira a assegurar o atendimento da demanda do País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

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

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou 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 viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no Ambiente Regulado. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (i) 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 (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro membros, nomeados por tais agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com o Decreto n.º 5.163/04, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado *spot* (PLD) é de responsabilidade da CCEE que leva em conta, dentre outros fatores, (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa n.º 109, a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal criou a EPE e aprovou seu estatuto social por meio do Decreto n.º 5.184. A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, é uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

Em 9 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou o CMSE, entidade presidida e coordenada pelo MME e composta por representantes da ANEEL, Agência Nacional de Petróleo – ANP, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE são (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar as propostas de ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

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) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- a criação de dois ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para Consumidores Cativos, o denominado Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado aos demais agentes do setor elétrico (por exemplo, produtores independentes, Consumidores Livres e agentes comercializadores), no qual se verifica certo grau de competição entre os agentes, denominado Ambiente de Contratação Livre;
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das Distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- existência de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos;
- obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas Distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela ANEEL, eliminando o direito à denominada auto-contratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes a elas relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas controladas Furnas, CHESF, Eletrosul, Eletronorte e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE do Programa Nacional de Desestatização, criado pelo Governo Federal, em 1990, visando promover a transferência à iniciativa privada do direito à exploração de atividades desenvolvidas diretamente pela União ou por empresas estatais.

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 STF. O Governo Federal recorreu, arguindo que as ações diretas de constitucionalidade haviam perdido o objeto, uma vez que a medida provisória que criou o novo modelo do setor elétrico foi convertida em lei. A decisão final sobre o mérito da questão depende dos votos da maioria dos membros do STF, em sessão cujo *quorum* mínimo é de oito ministros. Não existe ainda uma decisão final de mérito sobre o assunto e não é possível prever quando tal decisão será expedida. Independentemente da decisão do STF, 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, por meio de Contratos Bilaterais, continuem em vigor.

Se a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for considerada inconstitucional pelo STF, o marco regulatório dela decorrente poderá perder a sua eficácia, gerando incertezas a respeito dos rumos que o Governo Federal definirá para a regulamentação desse setor.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei do Setor Elétrico e no Decreto n.º 2.655, de 2 de julho de 1998, 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.

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 Distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às Geradoras. As contratações entre as Distribuidoras e Geradoras prevêem a entrega da energia sempre a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, três e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos Geradoras prevêem a entrega da energia a partir do 3º ou do 5º 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, que funcionam no âmbito da CCEE: (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 outros agentes do setor, como Consumidores Livres e Comercializadoras.

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximos a centrais de consumo - Geração Distribuída; (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) UHE Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizado para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A energia elétrica gerada pela UHE 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 pela UHE Itaipu é comercializada são indexados ao Dólar, e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para UHE Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio Dólar/Real.

A aquisição pelas Distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas e PCH 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 e podem ser realizadas por meio de dois tipos de Contratos Bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica 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 elétrica, e neste caso terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a Unidade Geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da Unidade Geradora está garantida e as Distribuidoras suportam o risco hidrológico.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema. As Distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades projetadas de energia elétrica, e não mais os 95% estabelecidos no modelo anterior. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às Distribuidoras.

As Distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos aos leilões. Nesse repasse, 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.

Redução da Energia Contratada

O Decreto n.º 5.163/04, 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 ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação 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.

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 Geradoras, Produtores Independentes, Autoprodutores, Comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres. O Ambiente de Contratação Livre também inclui Contratos Bilaterais existentes entre Geradoras e Distribuidoras até a sua respectiva expiração, quando deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do novo Modelo do Setor Elétrico.

Consumidores Livres são aqueles cuja carga instalada (demanda contratada) supere 3 MW e, para aqueles cujo início do fornecimento é anterior a 7 de julho de 1995, atendidos em tensão igual ou superior que 69 kV ou, em qualquer tensão para os demais, e que, em virtude desse critério de elegibilidade, podem optar por serem atendidos por outros fornecedores, diferentes da Distribuidora local.

Consumidores Especiais são aqueles cuja carga instalada (demanda contratada) é igual ou maior que 500 kW, que também podem optar pela contratação do suprimento de energia elétrica de fornecedores diferentes da Distribuidora local, desde que a energia advenha de empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, tais como usinas de Biomassa, energia eólica, PCH ou sistemas de co-geração qualificada.

O consumidor que esteja elegível a se tornar um Consumidor Livre, cujo contrato com a Distribuidora tenha prazo indeterminado com uma Distribuidora, somente poderá migrar para o Ambiente de Contratação Livre mediante a comunicação à Distribuidora local, com antecedência mínima de 15 dias da data limite para a declaração feita pela Distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subsequente.

Caso o consumidor opte pelo Ambiente de Contratação Livre, somente poderá retornar ao mercado regulado mediante o envio de notificação à Distribuidora local com antecedência de cinco anos, podendo a Distribuidora aceitar prazo inferior a seu exclusivo critério.

A fim de minimizar os efeitos de perdas resultantes de consumidores que escolhem se tornar Consumidores Livres, as Distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto a Geradoras de acordo com o volume de energia que não será distribuído aos Consumidores Livres. As Geradoras estatais, tais como as Geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo estas unidades deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

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 elétrica disponibilizada para venda tem como respaldo (lastro) suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia até seu limite de lastro de geração. 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, PCH, 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 três 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 e os Outros Leilões

O Leilão de 2004

Em 7 de dezembro de 2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Referido leilão tinha como objetivo a comercialização de energia proveniente de empreendimentos já existentes (leilão de energia existente). 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. O leilão ocorreu em duas fases, por meio de um sistema eletrônico.

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

Em complemento ao leilão inicial de energia realizado em dezembro de 2004, visando à contratação de energia para os anos de 2008 e 2009 e à cobertura da demanda não contratada no 1º leilão, foram realizados três leilões em 2005.

Assim, ao longo do ano de 2005, buscou-se uma consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico em relação à garantia de suprimento e modicidade tarifária, por meio da realização de leilões de energia existente e de energia nova no Ambiente de Contratação Regulada, e na regulação específica de artigos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e do Decreto nº 5.163/04.

Leilão de Energia Existente

Após o 1º leilão de energia existente acima referido, ocorreu, em abril de 2005, o 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 por MWh.

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R\$ 62,95/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R\$ 94,91/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102 MW médios (lotes) para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166 MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

Mesmo com as inovações na sistemática, foi mantido o controle absoluto de único leiloeiro pelo governo federal.

Em dezembro de 2006, foi realizado o 5º leilão de energia existente, contratando 204 MW médios (lotes) ao preço médio de R\$ 104,74 por MWh.

Leilão de Energia Nova

Em dezembro de 2005, foi realizado o 1º leilão de energia nova, o qual foi dividido em três fases. A segmentação do mercado em hidrelétrico e termelétrico possibilitou a expansão e contratação de montantes de energia térmica a preços superiores ao da energia hidráulica, deslocada por falta de espaço no mercado. A 1ª fase do leilão, em função de tais fatos, acabou por definir o preço marginal de expansão único em R\$ 116,00 por MWh, objetivando estabelecer o vínculo entre o proponente que ofertasse o maior desconto em relação ao preço marginal e o empreendimento, recebendo uma concessão condicionada ao desempenho das outras duas fases do leilão.

A partir da 2ª fase do leilão de energia nova, além dos novos empreendimentos hidrelétricos, foram também incorporados os demais empreendimentos, incluindo UTE, PCH e usinas “botox”, conforme as definições contidas nos artigos 17 e 22 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e no Decreto n.º 5.163/04. Durante a 2ª e a 3ª fases do leilão foram estabelecidas rodadas visando ao estabelecimento disputa entre os ofertantes de energia. Tais rodadas tiveram como objetivo atender a demanda de energia nova das Distribuidoras a partir dos anos de 2008, 2009 e 2010, por 15 e 30 anos, segundo a fonte térmica e hidráulica, respectivamente. Foram negociados 3.286 MW médios, sendo 69% térmicos e 31% hídricos, a um preço médio de R\$ 123,30 por MWh, e foi observado um preço marginal do leilão de R\$ 139 por MWh. O preço médio hidrelétrico foi R\$ 114,30 por MWh, ao passo que o preço médio termelétrico foi de R\$ 127,30 por MWh. Aproximadamente 28% da energia elétrica disponível neste leilão não foi contratada. Tal leilão de energia nova não despertou grande interesse no setor privado, sendo 69% das vendas realizadas por empresas estatais.

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova, no qual foi transacionado um total de 1.682 MW médios (lotes), por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R\$ 128,13 por MWh, com entrega a partir de 1º de janeiro de 2009.

No 3º leilão de energia nova, realizado em 10 de outubro de 2006, foi transacionado um total de 1.104 MW médios (lotes) por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos, e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R\$ 126,16 por MWh. A energia contratada será entregue a partir de 1º de janeiro de 2011.

O 4º leilão de energia nova foi realizado em 26 de julho de 2007, e ocasionou a transação de 1.304 MW médios (lotes) por meio de contratos com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termelétricos. O preço médio ficou em R\$ 134,67 por MWh e a energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2010.

Para o 5º leilão de energia nova, realizado em 16 de outubro de 2007, foi transacionado um total de 715 MW médios (lotes) através de contratos por quantidade com maturidade de 30 (trinta) anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R\$ 129,14 MWh e transacionado um total de 1.597 MW médios (lotes) por meio de contratos por disponibilidade com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termelétricos ao preço médio de R\$ 128,73 por MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2012.

Em 10 de dezembro de 2007, foi realizado o leilão para negociação da 1ª das usinas do Rio Madeira, a UHE Santo Antônio. A UHE Santo Antônio, com Capacidade Instalada de 3.150 MW e 2.218 MW (lotes) médios de Energia Assegurada, vendeu 1.553 MW (lotes) médios no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R\$ 78,87 por MWh. O restante de sua Energia Assegurada foi reservada para vendas no Ambiente de Contratação Livre. O contrato tem um prazo de 30 anos, com início da entrega da energia no final de 2012, e apresenta um perfil de contratação que acompanha a motorização da usina, atingindo sua energia plena somente em maio de 2015.

A UHE Jirau, a 2ª usina do Rio Madeira, foi licitada em 19 de maio de 2008, com Capacidade Instalada de 3.300 MW e 1.975,3 MW (lotes) médios de Energia Assegurada. O consórcio vencedor vendeu 70% da energia da usina no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R\$ 71,37 por MWh, sendo o restante da Energia Assegurada destinada ao Ambiente de Contratação Livre. O período de suprimento no CCEAR é de janeiro de 2013 a dezembro de 2042.

Em 17 de setembro de 2008, foi realizado o 6º leilão de energia nova, por meio do qual foram transacionados 1076 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 15 anos para os empreendimentos derivados de fontes alternativas de energia, ao preço médio de R\$ 128,42 por MWh (lote). A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2011. Com relação aos empreendimentos hidrelétricos, neste leilão não houve negociação por falta de oferta e consequentemente nenhum montante foi contratado.

No 7º e último leilão de energia nova, realizado pela CCEE em 30 de setembro de 2008, foram transacionados 121 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos, ao preço médio de R\$ 98,98 por MWh, e 3004 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 15 anos para os empreendimentos derivados de fontes alternativas de energia, ao preço médio de R\$ 145,23 por MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2013.

Leilão de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n.º 5.163/04, e na Resolução Normativa ANEEL n.º 162, de 1º de agosto de 2005, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das Distribuidoras, até o limite de 1% dessa carga. Não houve o 1º leilão de ajuste, que seria realizado em 31 de agosto de 2005, em razão da ausência de compradores.

A CCEE realizou, no dia 1º de maio de 2006, o 2º leilão de ajuste, envolvendo os produtos (i) CEL0330NE, com três meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006; (ii) CPA0630N, com seis meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006; e (iii) SAE0630NE com seis meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006. Nesse leilão foram negociados 17,5 MW médios.

No 3º leilão de ajuste, realizado em 29 de setembro de 2006, foram negociados 14,5 MW médios.

O leilão ocorrido em 29 de março de 2007, o 4º da modalidade ajuste, teve início de suprimento em abril de 2007 e término em dezembro de 2007. O volume total adquirido foi de 204.000 MWh.

Realizado em 28 de junho de 2007, o 5º leilão de ajuste envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com seis meses de suprimento e início em 1º de julho de 2007; e (ii) Produto 2, com três meses de suprimento e início em 1 de outubro de 2007. Nesse leilão foram negociados 113 MW médios.

O 6º leilão de ajuste foi realizado em 27 de setembro de 2007, resultando numa quantidade negociada no produto de 12 meses de 163,5 MW médios, com início de suprimento em janeiro de 2008, e a quantidade negociada no produto de três meses foi de 6 MW médios, com início de suprimento em outubro de 2007.

O 7º leilão de ajuste, realizado em 19 de junho de 2008, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com três meses de suprimento e início em 1º de julho de 2008; (ii) Produto 2, com três meses de suprimento e início em 1º de outubro de 2008; e (iii) Produto 3, com seis meses de suprimento e início em 31 de dezembro de 2008. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 61 MW médios para os Produtos 1 e 2 e de 48 MW médios para o Produto 3.

O 8º leilão de ajuste, realizado em 23 de setembro de 2008, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com três meses de suprimento e início em 1º de outubro de 2008; e (ii) Produto 2, com 12 meses de suprimento e início em 31 de dezembro de 2009. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 232 MW médios para o Produto 1 e de 1MW médio para o Produto 2.

O 9º e último leilão de ajuste, realizado pela CCEE em 20 de fevereiro de 2009, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com quatro meses e início de suprimento em 1º de março de 2009; (ii) Produto 2, com sete meses e início de suprimento em 1º de junho de 2009; e (iii) Produto 3, com 10 meses e início de suprimento em 1º de março de 2009. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 533,5 MW médios para o Produto 1, de 115,5 MW médios para o Produto 2 e de 887 MW médios para o Produto 3.

Leilão de Energia de Reserva

Recentemente, foi previsto o leilão de energia de reserva, por meio do Decreto n.º 6.353, de 16 de janeiro de 2008, tendo por objetivo a venda de energia de reserva, a que se referem o parágrafo 3º, do artigo 3º e o artigo 3º-A, da Lei n.º 10.848, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

O 1º leilão de reserva foi realizado em 14 de agosto de 2008 e envolveu a contratação de 548 MW médios de 31 empreendimentos movidos à Biomassa, por meio dos seguintes produtos: (i) 2009-ER15, com prazo de duração de 15 anos e início de suprimento em 2009; e (ii) 2010-ER15, com prazo de duração de 15 anos e início de suprimento em 2010. Nesse leilão foram negociados 4.415.040 MWh do produto 2009-ER15 e 64.473.600 MWh do produto 2010-ER15.

Leilões de Fontes Alternativas

Por fim, os “Leilões de Fontes Alternativas”, regulamentados por meio do Decreto n.º 6048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto n.º 5.163/04, foram criados com o objetivo ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das Distribuidoras. Nesse leilão, realizado em 18 de junho de 2007, foi transacionado um total de 46 MW médios, por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R\$ 134,99 por MWh e um total de 140 MW médios por meio de contratos com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termoeletrônicos ao preço médio de R\$ 138,85 por MWh. A energia contratada será entregue a partir de 1º de janeiro de 2010.

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 hidrelétricas. 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 4º 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 103% de sua carga anual;
- quando a contratação ocorrer em um leilão “A-3” e a contratação exceder em 2% 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” (artigo 38 do Decreto n.º 5.163/04);
- 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 extinguem 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 (artigo 34 do Decreto n.º 5.163/04);
- 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 (artigo 42 do Decreto n.º 5.163/04).

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.

Durante o período de transição (1998 - 2005) para o mercado de energia livre e competitivo, a compra e venda de energia entre Geradoras e Distribuidoras deveriam ocorrer por meio de Contratos Iniciais. 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 foram sendo reduzidos em 25% a cada ano, a partir de 2003, encerrando-se em 31 de dezembro de 2005.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras podem comercializar sua energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulado ou Livre. Quando os Contratos Iniciais venceram no fim de 2005, toda a energia descontratada passou a ser negociada no Ambiente de Contratação Regulado ou Livre. Entretanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico permitiu que Geradoras públicas e privadas, inclusive produtoras independentes de energia, aditassem seus Contratos Iniciais em vigor em março de 2004, recontratando suprimento até 31 de dezembro de 2004. Geradoras, públicas e privadas, inclusive produtoras independentes de energia que aditaram seus Contratos Iniciais, não foram obrigadas a reduzir 25% do montante de energia comprometido de acordo com tais contratos.

A Desverticalização no âmbito do Novo Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

O processo de desverticalização tem como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo 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; e (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 atividades 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 GWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria Distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

Da mesma forma, as Geradoras ou as Transmissoras que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As Distribuidoras, Transmissoras e Geradoras de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Garantias Financeiras

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

A Resolução ANEEL n.º 521, de 17 de dezembro de 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, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela ANEEL. Referida 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.

Em 28 de fevereiro de 2005, a ANEEL editou a Resolução Normativa n.º 150, que alterou a forma de cálculo das garantias financeiras previstas na comercialização de energia elétrica e foi posteriormente modificada pela Resolução Normativa n.º 336, de 28 de outubro de 2008. De acordo com os critérios instituídos pela Resolução em vigor, para fins de apuração do valor da garantia financeira a ser aportada por cada agente de mercado deverão ser considerados os contratos de compra e venda de energia e a geração e/ou consumo do mês anterior ao mês da realização das operações, do mês em curso e dos quatro meses subsequentes, considerando-se a expectativa de exposição de cada agente no mercado de curto prazo nos períodos mencionados. Períodos atípicos como os de racionamento e os de redução, em níveis críticos, da capacidade de armazenamento dos reservatórios de UHE 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 Distribuidoras, em geral, as Geradoras não têm, em seus respectivos Contratos de Concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão.

Anteriormente ao Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras comercializavam a sua energia por meio de Contratos Iniciais ou de Contratos Bilaterais. No âmbito dos Contratos Iniciais, as Geradoras são remuneradas pelas tarifas fixadas com as respectivas Distribuidoras, as quais são homologadas pela ANEEL. Já no âmbito dos Contratos Bilaterais, são fixados preços entre as partes.

Desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras somente podem vender sua energia para as Distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. No Ambiente de Contratação Livre, as Geradoras podem vender sua energia a preços livremente negociados a Comercializadoras, Distribuidoras com mercado inferior a 500 GWh/ano e Consumidores Livres.

No âmbito dos Contratos Bilaterais firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as 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 4º 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 podem 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 disponibilidade de lastro para venda de energia elétrica e potência associada 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 quantidade de energia elétrica e potência efetivamente comercializada por ela, limitada à 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 pela quantidade comercializada do montante de Energia Assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia elétrica, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas Energias Asseguradas e para aqueles que geraram quantidade de energia elétrica insuficiente para atender à Energia Assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia elétrica, as restrições do sistema e as condições hidrológicas. A quantidade de energia elétrica 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 é contabilizada mensalmente para cada Geradora.

Remuneração das Geradoras Termelétricas

De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por termelétricas (não contratadas em CCEARs por disponibilidade) não depende somente de sua potência instalada, mas, também, de sua Garantia Física. Além disso, as UTE contratam a energia equivalente a sua Garantia Física por meio de contratos de compra e venda de energia, que são livremente negociados entre as partes. Na prática, as UTE podem entregar sua energia contratada por meio 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. Dessa forma, as receitas das UTE encontram-se vinculadas à diferença entre o preço contratado e seu custo de geração ou 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 hidrelétricas com despacho centralizado são 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. Dessa 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 hidrelétrica com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de aflúências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina, considerando 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 ser 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 a 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:

- (1) aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de Energia Assegurada dos membros do MRE como um todo;
- (2) aferição se alguma Geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de Energia Assegurada, conforme determinados pelo ONS;
- (3) 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; e
- (4) (i) 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 PLD prevalecente na região em que tiver sido gerada; ou (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE não tiverem 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 Geradoras 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.

Programa Prioritário de Termeletricidade

Em 2000, o Decreto Federal n.º 3.371 criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de UHE. Os benefícios concedidos a UTE nos termos deste programa incluem: (i) fornecimento garantido de gás por 20 anos; (ii) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por UTE serão transferidos às tarifas até o limite do valor normativo determinado pela ANEEL; e (iii) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Referido programa 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, o programa nunca foi integralmente implementado.

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei n.º 10.438/02, vêm sendo criados alguns incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) o PROINFA, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobrás, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) Redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50%; e (iii) Condição especial para migração para o ambiente de contratação livre de consumidores com carga entre 500 kW e 3 MW (Consumidores Especiais), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores.

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 na UHE 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 compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente, 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 Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em KW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW.

A diminuição da arrecadação decorrente da saída do Consumidor Livre não impõe necessariamente à Distribuidora redução integral correspondente nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que continua sendo auferida pela Distribuidora. Porém, os clientes que se tornam Consumidores Livres deixam de pagar a RTE criada para compensar Distribuidoras e Geradoras pelas perdas sofridas durante o racionamento. Assim, a saída do Consumidor Livre pode afetar a capacidade de uma Distribuidora de recuperar o valor integral da recomposição tarifária referida.

Atualmente está em andamento um debate entre os agentes do setor elétrico a respeito da criação de mecanismos para a cobrança da RTE dos Consumidores Livres que eram atendidos pelas Distribuidoras no período do racionamento e migraram para o Ambiente de Contratação Livre durante ou após o final do racionamento. A questão foi levada ao judiciário, estando ainda pendente de decisão definitiva.

Os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50% e 100%. Tais descontos são aplicáveis tanto à TUSD paga pelo empreendimento quanto à TUSD paga pelos consumidores que adquirem energia desses empreendimentos.

Os descontos oferecidos aos geradores de energia alternativa e seus respectivos consumidores são contabilizados em separado pelas Distribuidoras e considerados na revisão ou reajuste tarifário subsequente à concessão do desconto, de forma a não impactar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Quanto ao acesso dos Consumidores Livres às redes de transmissão e distribuição, o Decreto n.º 5.597, de 26 de novembro de 2005, autorizou os Consumidores Livres a se conectarem à Rede Básica por meio de rede própria, sem a necessidade de utilizar o sistema de distribuição da concessionária.

Referida conexão à Rede Básica depende de autorização da ANEEL, ficando o consumidor solicitante responsável pelo ressarcimento dos eventuais custos não amortizados incorridos pela Distribuidora para a construção das redes às quais o consumidor estiver conectado. Nesse caso, o pagamento da TUSD não será mais devido pelo consumidor, que passará a pagar a TUST diretamente para a Transmissora.

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 Transmissoras, 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 Geradoras, assinam 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 Transmissoras, porém, que não são consideradas como parte do SIN, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A UHE 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 "Transporte de Itaipu", pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida pela UHE Itaipu, na proporção de suas quotas.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos

Nos termos da Lei do Setor Elétrico, 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. Referida compensação foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. 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, de 17 de julho de 2000 (que criou a ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais Geradoras iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano. Esses valores ainda não são cobrados integralmente pela ANA.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia – TFSEE

A TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410, de 28 de novembro de 1997. 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 12 quotas mensais.

Tarifas de Distribuição

O valor das 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 (custos da Parcela A); e (ii) custos que estão sob o controle das Distribuidoras (custos da Parcela B). O reajuste de tarifas é baseado em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre duas categorias:

Os 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 da UHE 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 hidrelétrica, 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 IGPM.

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 e/ou implementação de medidas que reduzam os custos operacionais; (b) avaliações pelos consumidores (verificadas pela ANEEL); e (c) custos trabalhistas.

O componente referido na alínea “b” acima foi excluído da metodologia de revisão tarifária em 2006 pela ANEEL, sendo que está em andamento audiência pública para discutir os novos critérios a serem utilizados no lugar da avaliação dos consumidores para o cálculo do fator X.

O fator X é usado para ajustar a proporção da alteração no IGPM 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 Distribuidoras, em determinadas situações, têm direito à revisão extraordinária de tarifas caso a caso, de forma a assegurar seu equilíbrio financeiro e compensar eventual elevação imprevisível de despesas, incluindo tributos, que tragam alterações significativas em sua estrutura de custos.

Desde 2002, clientes de baixa renda têm se beneficiado de uma tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal por meio da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial foi financiado pela Eletrobrás com fundos da RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto n.º 4.336, de 15 de agosto de 2002, foi determinado que as Distribuidoras seriam compensadas pela perda de receitas resultante da tarifa especial pelo Governo Federal, com fundos derivados de dividendos pagos pela Eletrobrás e outras empresas estatais federais e da CDE. Desde então, a diferença entre o valor efetivamente faturado pelas Distribuidoras com a aplicação da tarifa especial aos clientes de baixa renda e o valor que teria sido fatura com a aplicação das tarifas normais é pago diretamente às Distribuidoras mensalmente pela Eletrobrás com recursos oriundos da CDE.

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 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% 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 PCH, 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 CDE para arrecadar recursos e aplicá-los, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica. Os fundos da CDE são providos por meio de pagamentos anuais feitos por concessionárias, permissionárias ou autorizadas pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelos valores anuais pagos pelos agentes que comercializam energia com consumidores finais, por meio da inclusão do encargo às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e/ou de distribuição. Estes encargos são reajustados anualmente.

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 n.º 10.438/02 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541, de 23 de dezembro de 2002, 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 UTE que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a Lei n.º 10.438/02 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 UTE somente poderão ser acrescentadas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as UTE 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 SIN é de aproximadamente R\$ 500 milhões, representando um impacto pouco significativo na tarifa final, da ordem de 0,6%.

Desde a criação da CDE, os recursos disponíveis têm sido suficientes para cobertura de 100% dos dispêndios com combustíveis incorridos pelas usinas a carvão com direito à mesma, inclusive no ano de 2008, quando houve maximização da geração termelétrica. Em razão do acima exposto, a Companhia não acredita em uma eventual falta de recursos ou no cancelamento do subsídio representado pela CDE.

Contribuição para P&D

As Distribuidoras, Geradoras e Transmissoras devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em P&D. PCH, projetos de energia solar, eólica e Biomassa estão isentos de tal exigência.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas UTE, sendo inicialmente gerida pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a extinção da CCC, de forma que os subsídios da CCC para as UTE construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e pertencentes ao SIN, deixaram de existir a partir de dezembro de 2005.

Em abril de 2002, o Governo Federal determinou que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às UTE localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos, de forma a promover a geração de energia nestas regiões.

Até dezembro de 2003, todos os agentes do setor elétrico, sejam Distribuidoras, Geradoras ou Comercializadoras, que negociavam energia com consumidores finais realizavam contribuições mensais à CCC. Essas contribuições eram calculadas com base nas estimativas do custo do combustível a ser utilizado pelas UTE no ano subsequente. Ao longo de 2004, o recolhimento da parcela destinada à cobertura dos custos da CCC passou a ser realizado diretamente pelas Distribuidoras e Transmissoras junto aos consumidores finais, por meio de parcela da TUSD e da TUST.

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 da UHE 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 dos anos 2000 e 2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores UHE 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 - GCE, 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 UHE, 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 acordo firmado entre Geradoras e Distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo Racionamento de energia nos anos 2001 e 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, 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 consequência, 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 de Meio Ambiente estabelecida pela Lei n.º 6.938, 31 de agosto de 1981, 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 localização, instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações e modificações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. A Constituição Federal determina que o licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais sejam 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).

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, 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 IMASUL, no Estado do Mato Grosso do Sul, e a Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 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 e fiscalização pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, a emissão de três licenças, todas com prazos determinados de validade: licença prévia, licença de instalação e licença de operação. Cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra a implantação do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

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 de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, consiste em crime ambiental além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas tais como multas 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 empreendimentos da Companhia.

Para informações sobre as licenças ambientais relativas à instalação e funcionamento do Parque Gerador da Companhia, vide “Gerenciamento Ambiental” da seção “Atividades da Companhia” deste Prospecto.

Recursos Hídricos

A Política Nacional de Recursos Hídricos estabelecida pela Lei n.º 9.433, de 8 de janeiro de 1997, 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 UHE 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 fica a cargo da ANA.

O aproveitamento de potencial hidrelétrico por meio das UHE da Companhia configura atividade sujeita à outorga e consequente cobrança pelo uso da água. A cobrança pelo uso da água nas UHE é estabelecida em lei e, atualmente, junto com a compensação financeira. Nos casos das UTE, até a data deste Prospecto, a cobrança pelo uso da água não havia sido regulamentada.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

Histórico

A Eletrosul foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobrás destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do Estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobrás foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND, por meio do Decreto n.º 1.481, de 3 de maio de 1995. Em 23 de dezembro de 1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Gerasul. O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 71% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobrás.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da 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 28 de maio de 1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

Em leilão realizado em 15 de setembro de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a GDF SELA, empresa constituída no Brasil sob o controle do Grupo GDF SUEZ, 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\$ 946 milhões.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

A Companhia está sediada na Rua Antônio Dib Mussi, 366, na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina e seu prazo de duração é indeterminado.

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável, e em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado. Para informações adicionais sobre a oferta secundária de ações de emissão da Companhia, vide “Ações” na seção “Títulos e Valores Mobiliários Emitidos” deste Prospecto.

Eventos Relevantes Recentes

No primeiro trimestre de 2007, a Companhia adquiriu 2,82% de participação acionária na MAESA, sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a UHE Machadinho. Consequentemente, a Companhia aumentou a sua participação total no Consórcio Machadinho em 2,34%, agregando 11,1 MW médios à sua Capacidade Instalada naquela data.

No mesmo ano, três novas sociedades limitadas foram constituídas pela Companhia: (i) Lagoa Formosa; (ii) Épsilon; e (iii) Gama. Exceto pela Gama, nenhuma das referidas sociedades exercia qualquer atividade operacional em 31 de dezembro de 2008.

Também em 2007, a Companhia adquiriu (i) a totalidade das ações da CESS, detentora da UHE São Salvador, no Rio Tocantins; (ii) participação acionária na Seival e na UTE Seival, por meio da Controlada Delta Energética; e (iii) por meio da Controlada Energia América do Sul, participação acionária na Ponte de Pedra, detentora da UHE Ponte de Pedra, na divisa dos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.

A UHE São Salvador iniciou suas operações em 5 de fevereiro de 2009, tendo sido o primeiro empreendimento do ramo de energia a obter financiamento do PAC. O projeto contou com investimentos no montante total de R\$ 850 milhões e foi construído em tempo recorde de 32 meses. Com Capacidade Instalada de 243 MW e Energia Assegurada de 148 MW médios, a UHE São Salvador tem capacidade para gerar energia suficiente para abastecer uma cidade do porte de Campinas (SP), com cerca de 1 milhão de habitantes. Sua Energia Assegurada foi totalmente contratada no 3º Leilão de Energia Nova, realizado em outubro de 2006, por um período de 30 anos a partir de 2011.

A aquisição da UTE Seival fortalece o desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai a partir de 2013, alternativamente à venda da energia no Brasil, que também será possível caso existam condições comerciais favoráveis. O projeto da UTE Seival já detém autorização da ANEEL, licenças prévia e de instalação, sendo que o terreno para a implantação e exploração da UTE a carvão em Candiota, Rio Grande do Sul, já foi adquirido. O início das operações da UTE Seival está previsto para 2013. A UTE Seival poderá acrescentar até 540 MW à Capacidade Instalada da Companhia quando entrar em operação.

A realização da transferência de controle acionário de Ponte de Pedra para a Energia América do Sul dependia da aprovação pelo CADE, concedida em 19 de março de 2008, e estava condicionada à autorização (i) da ANEEL, concedida em 26 de fevereiro de 2008 por meio da Resolução n.º 1.260; e (ii) dos credores, concedida em 22 de abril de 2008. Por meio de fato relevante divulgado em 29 de abril de 2008, a Companhia comunicou a conclusão da operação de aquisição da totalidade do capital social da Ponte de Pedra por sua Controlada integral Energia América do Sul, mediante o pagamento do valor atualizado em referida data equivalente a R\$ 613 milhões. A operação foi formalizada por meio da celebração do “Contrato de Compra e Venda de Ações - Share Purchase Agreement” em 13 de dezembro de 2007. A UHE Ponte de Pedra opera comercialmente desde 2005 e somou 176,1 MW à Capacidade Instalada e 131,6 MW à Energia Assegurada da Companhia.

Em 2008, a Companhia (i) incorporou sua subsidiária integral CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia; e (ii) constituiu a Controlada Tractebel Energias Renováveis, sendo que, em 31 de dezembro de 2008, a Tractebel Energias Renováveis não exercia qualquer atividade operacional.

Também em 2008, por meio da Controlada Gama, a Companhia adquiriu (i) a totalidade do capital social da Tupan, que detém autorização para explorar a PCH Rondonópolis, com Capacidade Instalada de 26,6 MW; (ii) a totalidade do capital social da Hidropower, detém para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com Capacidade Instalada de 23,7 MW; (iii) a totalidade do Capital Social da Beberibe, que detém autorização para explorar o Parque Eólico Beberibe, com Capacidade Instalada de 25,60 MW; (iv) a totalidade do capital social da Pedra do Sal, que detém autorização para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com Capacidade Instalada de 17,85 MW; (v) a totalidade do capital social da Areia Branca, que detém autorização para explorar a PCH Areia Branca, com Capacidade Instalada de 19,80 MW; e (vi) a totalidade do capital social da Ecoenergy Brasil Serviços Corporativos Ltda., sociedade prestadora de serviços para a implementação de ativos de geração.

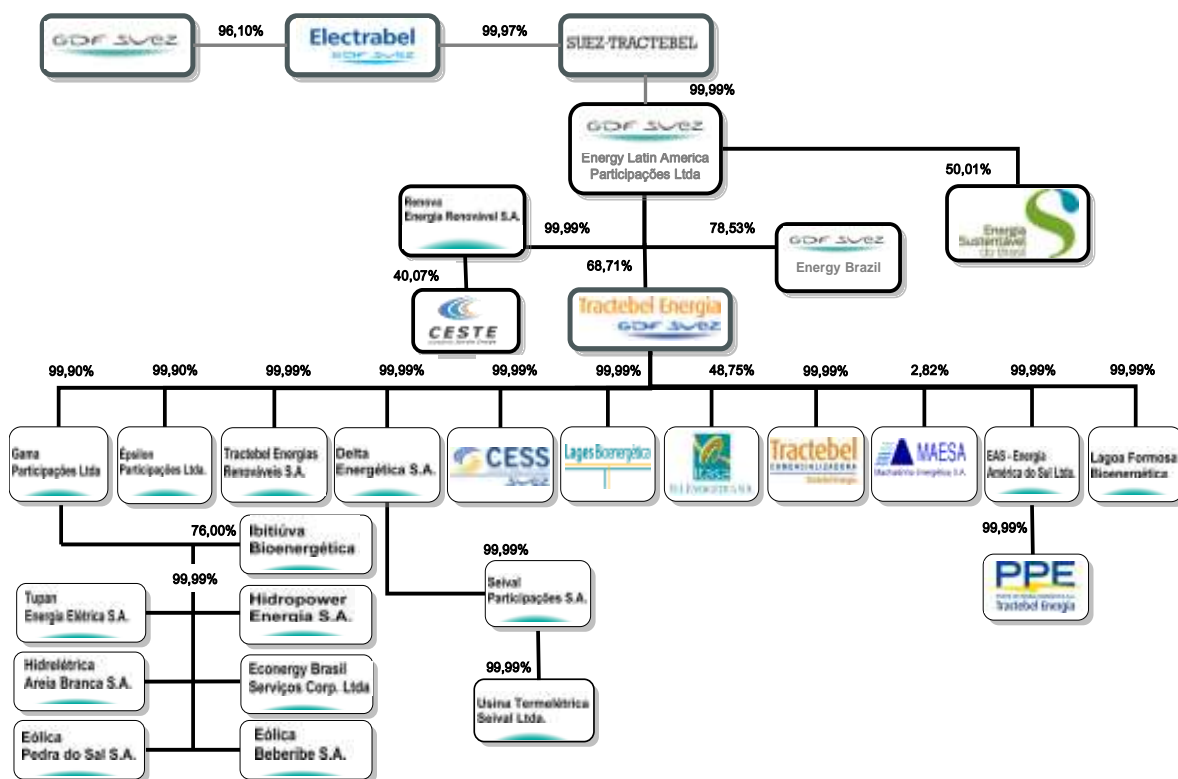
Em 14 agosto de 2008, a Companhia participou do 1º Leilão de Energia de Reserva realizado pela ANEEL, por meio do qual foram vendidos 20 MW médios que serão gerados pela UTE Destilaria Andrade. A UTE Destilaria Andrade é um empreendimento de geração movido à Biomassa de cana-de-açúcar a ser construído pelo Consórcio Andrade, que é formado pela Andrade Açúcar e Álcool S.A. e pela Ibitiúva Bioenergética S.A., sendo esta última sociedade controlada indiretamente pela Companhia, por meio da Controlada Gama.

Objeto Social

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.

Estrutura Societária

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era controlada pela GDF SELA, detentora de 68,71% do seu capital social total. O esquema a seguir representa a estrutura acionária na qual a Companhia se encontra inserida em 31 de dezembro de 2008, indicando as respectivas participações:



Em 31 de dezembro de 2008, todas as sociedades direta e indiretamente controladas pela Companhia desenvolviam atividades operacionais relativas à geração ou comercialização de energia elétrica, diretamente ou por meio de suas respectivas controladas, exceto pelas Controladas Não-Operacionais, quais sejam, Lagoa Formosa; Seival; UTE Seival; Delta Energética; Tractebel Energias Renováveis; e Épsilon. Em 31 de dezembro de 2008, as Controladas Não-Operacionais não exerciam qualquer atividade operacional e, portanto, não eram responsáveis por qualquer parcela da receita operacional consolidada da Companhia.

Controladas

Segue abaixo breve descritivo das atividades de cada uma das sociedades controladas pela Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora

A Tractebel Energia Comercializadora foi constituída em outubro de 2000. Em 31 de dezembro de 2008, o seu capital social era de R\$ 4,2 milhões, representado por 4.200.000 quotas. A Tractebel Energia Comercializadora 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 e a comercialização de insumos para a geração de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações. Em 31 de dezembro de 2008, a Tractebel Energia Comercializadora possuía contratos de venda de energia elétrica com 111 clientes, entre Comercializadoras, Geradoras, Distribuidoras atendidas no Ambiente de Contratação Regulada e Consumidores Livres, representando 1.263 MW médios por mês.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Tractebel Energia Comercializadora, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008	2007	2006
Quotas que compõem o capital social	4.200.000	4.200.000	4.200.000
Quotas pertencentes à Companhia	4.199.999	4.199.999	4.199.999
Participação (%)	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	4,2	4,2	4,2
Patrimônio líquido*	31,8	4,2	17,1
Resultado do exercício*	27,6	64,1	2,0
Investimento*	4,2	4,2	17,1
Resultado de equivalência patrimonial*	27,6	64,1	2,0

*Valores em milhões de reais.

Lages Bioenergética

A Lages Bioenergética recebeu autorização da ANEEL para atuar como Produtor Independente em 2002, mediante a implantação da Unidade de Co-geração Lages, localizada no Município de Lages, no Estado de Santa Catarina. Para informações adicionais sobre a Unidade de Co-geração Lages, vide "Unidade de Co-geração Lages" nesta seção "Atividades da Companhia".

A Unidade de Co-geração Lages obteve, no ano de 2006, registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

Em 31 de dezembro de 2008, o capital social da Lages Bioenergética era de R\$ 30,5 milhões, representado por 30.529.984 quotas.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Lages Bioenergética, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008	2007	2006
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	30.529.984	30.529.984
Quotas pertencentes à Companhia	30.529.983	30.529.983	30.529.983
Participação (%)	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	30,5	30,5	30,5
Patrimônio líquido*	47,2	40,3	32,4
Resultado do exercício*	7,2	7,9	15,9
Investimento*	47,2	40,3	32,4
Resultado de equivalência patrimonial*	7,2	7,9	15,9

*Valores em milhões de reais.

Itasa

A Itasa é uma sociedade de propósito específico constituída com o objetivo de implementar o projeto de construção e explorar a UHE Itá, por meio da constituição de um consórcio em que a Companhia é participante, mediante a concessão outorgada pelo Governo Federal, por intermédio da ANEEL. Para informações adicionais sobre a UHE Itá, vide “Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação” desta seção “Atividades da Companhia”.

Em 31 de dezembro de 2008, a Itasa não tinha um acionista controlador específico, sendo o seu controle acionário compartilhado entre a Companhia e a CSN por meio de acordo de acionistas. Em 31 de dezembro de 2008, Companhia e CSN detinham participações individuais correspondentes a 48,75% do capital social da referida sociedade, o qual era de R\$ 598 milhões, representado por 520.219.172 ações ordinárias.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Itasa, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008	2007	2006
Ações ordinárias do capital social	520.219.172	520.219.172	520.219.172
Ações ordinárias pertencentes à Companhia	253.606.840	253.606.840	253.606.840
Participação (%)	48,75	48,75	48,75
Capital Social*	469,2	458,9	448,7
Patrimônio líquido*	598,0	583,4	567,6
Resultado do exercício*	35,2	29,6	28,4
Investimento*			
Equivalência patrimonial*	291,5	284,4	276,7
Ágio*	3,4	5,7	8,0
Resultado de equivalência patrimonial*	17,2	14,4	13,8

*Valores em milhões de reais.

O montante pago que excede o valor contábil patrimonial está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos contados do ano 2000, tendo sido amortizados R\$ 19,5 milhões ao ano, de 2002 a 2008.

Delta Energética

Sociedade constituída em outubro de 2001, tem como objeto social distribuir, comercializar, gerar e operar usinas produtoras e linhas de transmissão, participar e/ou controlar empresas do setor energético ou a ele vinculado, podendo promover fusões, incorporações, cisões ou outras formas de associações de empresas, intermediar e operacionalizar negócios no País e no exterior, e prestar assessoria e consultoria de negócios, inclusive para importação e exportação de bens e serviços. A Delta Energética tinha, em 31 de dezembro de 2008, capital social de R\$ 20,96 milhões, representado por 20.960.000 ações ordinárias, sendo que a Companhia era detentora de 99,99% das ações. Até 31 de dezembro de 2008, a Delta Energética não havia exercido nenhuma atividade operacional.

A Delta Energética detém o controle da Seival, que por sua vez, exerce o controle da UTE Seival, localizada em Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul. Para informações adicionais sobre a UTE Seival, vide “Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação” nesta seção “Atividades da Companhia”.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Delta Energética, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008	2007	2006
Quotas que compõem o capital social	20.960.000	20.960.000	35.000
Quotas pertencentes à Companhia	20.959.999	20.959.999	34.999
Participação (%)	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	20,96	20,96	0,03
Patrimônio líquido*	20,00	20,90	-
Resultado do exercício*	(0,07)	(0,03)	(0,03)
Investimento*	20,00	20,90	-
Resultado de equivalência patrimonial*	(0,07)	(0,03)	(0,03)

*Valores em milhões de reais.

MAESA

A MAESA é uma sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a UHE Machadinho. O Consórcio Machadinho é composto pela Companhia, no qual participa com 19,28%, e pelas consorciadas: Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, Alcoa Alumínio, Valesul Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE - GT, Camargo Corrêa Cimentos, Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DME – PC e outros, representando 80,72% de participação. Para informações adicionais sobre a UHE Machadinho, vide “Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação” nesta seção “Atividades da Companhia”.

Em 31 de dezembro de 2008, o capital social da MAESA era de R\$ 339,8 milhões, representado por 339.808.295 ações ordinárias. Em referida data, a Companhia participava, indiretamente, com 2,82% do capital social da MAESA. O investimento na MAESA é avaliado ao custo de aquisição.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na MAESA, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2008:

	2008	2007
Quotas que compõem o capital social	339.808.295	339.808.295
Quotas pertencentes à Companhia	9.591.806	9.591.806
Participação (%)	2,82%	2,82%
Capital Social*	339,8	339,8
Patrimônio líquido*	352,3	359,0
Resultado do exercício*	(6,7)	(1,2)
Investimento*	28,8	28,8
Resultado de equivalência patrimonial*	-	-

*Valores em milhões de reais.

CESS

A CESS é concessionária de uso de bem público na condição de Produtor Independente, com sede em Florianópolis, que detém a concessão de aproveitamento da UHE São Salvador. Em 31 de dezembro de 2008, o capital social da CESS era de R\$ 271,9 milhões, dividido em 135.971.576 ações ordinárias e 135.971.576 ações preferenciais, sendo que a Companhia era detentora de 99,99% do total do capital social total. Para informações adicionais sobre a UHE São Salvador, vide “Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação” nesta seção “Atividades da Companhia”.

Lagoa Formosa

A Lagoa Formosa é uma sociedade de propósito específico constituída em julho de 2007 com o objetivo de construir a Usina de Co-geração São João, um empreendimento à Biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini, pertencente ao Grupo Dedini Agro. Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer unilateralmente tal parceria. Diante disso, a Companhia entende que possui direito ao recebimento de multa rescisória a ser paga pela Abengoa, a qual está sendo discutida litigiosamente em razão de ação movida pela Companhia. Em 2008, a Companhia recebeu parte do valor incontroverso da causa relativo à multa contratual, sendo que a discussão permanece quanto à parte que a Companhia entende como valor indenizável. Até 31 de dezembro de 2008, a Lagoa Formosa não havia exercido nenhuma atividade operacional.

Energia América do Sul

A Energia América do Sul foi constituída em agosto de 1998. Em 22 de novembro de 2007, a Companhia adquiriu 480 quotas da Energia América do Sul que eram de propriedade da SUEZ Tractebel e 9 quotas que eram da GDF SELA. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia possuía 99,99% do capital social da Energia América do Sul, cujo montante era de R\$ 645,3 milhões.

A Energia América do Sul tem como objeto social a participação no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios.

A Energia América do Sul adquiriu o controle acionário da Ponte de Pedra, detentora da UHE Ponte de Pedra, pelo montante de R\$ 645 milhões, após o cumprimento de determinadas condições constantes do “Contrato de Compra e Venda de Ações”, celebrado em 13 de dezembro de 2007, tais como (i) a anuência prévia da ANEEL; e (ii) a aprovação do BNDES.

O valor pago pela Companhia que excede o valor contábil do patrimônio líquido da Ponte de Pedra, equivalente a R\$ 360 milhões, tem como fundamento o valor justo da concessão e da planta de geração registrada no ativo imobilizado e está sendo alocado como parte desse ativo no consolidado, sendo amortizado no prazo remanescente da concessão, que se encerra em setembro de 2034. O saldo líquido de amortização, em 31 de dezembro de 2008, era de R\$ 351,1 milhões.

A UHE Ponte de Pedra tem Capacidade Instalada de 176,1 MW e encontra-se em operação comercial desde setembro de 2005. Para informações adicionais sobre a UHE Ponte de Pedra, vide "UHE Ponte de Pedra" nesta seção "Atividades da Companhia".

Gama

A Gama foi constituída em novembro de 2007 e tem como objeto social participar no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia detinha 99,9% do capital social da Gama.

A Gama detém a totalidade do capital social da (i) Tupan, que detém autorização para explorar a PCH Rondonópolis, com Capacidade Instalada de 26,6 MW; (ii) Hidropower, que detém autorização para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com Capacidade Instalada de 23,7 MW; (iii) Beberibe, que detém autorização para explorar o Parque Eólico Beberibe, com Capacidade Instalada de 25,6 MW; (iv) Pedra do Sal, que detém autorização para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com Capacidade Instalada de 17,85 MW; (v) Areia Branca, que detém autorização para explorar a PCH Areia Branca, com Capacidade Instalada de 19,80 MW; e (vi) Ecoenergy Brasil Serviços Corporativos Ltda., sociedade prestadora de serviços para a implementação de ativos de geração.

Adicionalmente, a Gama detém participação de 76% no capital social da Ibitiúva Bioenergética, sociedade responsável pela implantação da UTE Destilaria Andrade.

Épsilon

A Épsilon foi constituída em novembro de 2007 e tem como objeto social participar no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Em 31 de dezembro de 2008, o capital social da Épsilon 99,90% do capital social total da Épsilon era detido pela Companhia. Até 31 de dezembro de 2008, a Épsilon não havia exercido nenhuma atividade operacional.

Tractebel Energias Renováveis

A Tractebel Energias Renováveis S.A., anteriormente denominada Sigma Participações S.A., com sede em Florianópolis (SC), foi constituída em 6 de março de 2008, tendo como objeto social a participação no capital de outras sociedades, quer como acionista, sócia ou integrante de consórcios. Em 31 de dezembro de 2008, 99,99% do capital social da Tractebel Energias Renováveis era detido pela Companhia, sendo que até a referida data, a Tractebel Energias Renováveis não havia exercido nenhuma atividade operacional.

Descrição dos Negócios da Companhia e Mercado de Atuação (interno e externo)

A Companhia é concessionária de uso de bem público autorizada a prestar serviços de geração e comercialização de energia elétrica.

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. Em 31 de dezembro de 2008, no Brasil, a Companhia atendia clientes localizados 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. Nessa mesma data, a Companhia atuava indiretamente no mercado externo, por meio de renda de energia elétrica no mercado interno para exportação. Essa atuação ocorre por meio de agentes exportadores, tais como a CIEN, que negocia com a Argentina, e a Tradener Ltda., que negocia com o Uruguai.

Independentemente do papel desempenhado pela Companhia nesse segmento de mercado, a mesma não depende do mercado externo para a condução dos seus negócios, o qual tem impacto pequeno nas suas receitas. Para informações adicionais a respeito do assunto, vide "Relação de Dependência dos Mercados Nacional e/ou Estrangeiro" nesta seção "Atividades da Companhia".

Parque Gerador

Na data deste Prospecto, a Companhia era detentora de um Parque Gerador composto por oito UHE, seis UTE e cinco usinas cuja energia é proveniente de fontes alternativas, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Piauí e Ceará. Das 19 Usinas, 17 pertenciam integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas Controladas, e duas eram operadas pela Companhia por meio dos Consórcios.

O quadro abaixo apresenta um resumo das informações sobre o Parque Gerador da Companhia na data deste Prospecto:

Unidade de Produção	Tipo	Localização	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada		Energia Assegurada		Capacidade de Fornecimento da Companhia (MW)
				Total (MW)	Pertencentes à Companhia	Total (MW médios) ⁽¹⁾	Pertencentes à Companhia (MW médios) ⁽¹⁾	
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	4	1.420	1.420	723	723	1.420
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	6	1.078	1.078	522	522	1.078
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	2	226	226	119	119	226
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC/RS)	5	1.450	1.090	720	513	1.090
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC/RS)	3	1.140	404	529	147	404
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	3	450	450	273	273	450
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	2	243	243	148	148	243
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	3	176	176	131	131	176
Total Hidrelétricas				6.183	5.124	3.166	2.608	5.124
Complexo Jorge Lacerda ⁽²⁾	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	7	857	857	650	650	857
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	4	72	72	46	46	72
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	2	66	66	21	21	66
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	5	190	190	136	136	190
Total Termelétricas				1.185	1.185	853	853	1.185
Lages	Biomassa	Lages (SC)	1	28	28	25	25	28
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	3	27	27	14	14	27
Beberibe	Eólica	Beberibe (CE)	32	26	26	9	9	26
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	3	24	24	11	11	24
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	20	18	18	8	8	18
Total Alternativas				123	123	67	67	123
Compra de Energia ⁽³⁾								36
Total Tractebel				7.491	6.432	4.086	3.528	6.468

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

⁽²⁾ O Complexo Jorge Lacerda compreende 3 plantas (UTE Jorge Lacerda A, UTE Jorge Lacerda B, e UTE Jorge Lacerda C), com 7 Unidades Geradoras.

⁽³⁾ Itasa

As Usinas UHE Salto Santiago, UHE Salto Osório, UHE Passo Fundo, UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Cana Brava, UHE São Salvador, Complexo Jorge Lacerda, UTE Charqueadas, UTE Alegrete, UTE William Arjona e Unidade de Co-geração Lages, encontravam-se em operação na data deste Prospecto, com todas as licenças para funcionamento vigentes, sendo que todos os imóveis que as compunham estavam devidamente regularizados, não existindo débitos ou ônus de qualquer natureza sobre estes, bem como nenhum conflito ou disputa envolvendo tais imóveis.

Quanto às Usinas adquiridas recentemente pela Companhia, ou ainda em fase de aquisição, quais sejam UHE Ponte de Pedra, PCH Rondonópolis, Parque Eólico Beberibe, PCH José Gelazio da Rocha, Parque Eólico Pedra do Sal, UHE Estreito e PCH Areia Branca, a Companhia se encontrava, na data deste Prospecto, em fase de regularização das propriedades e de obtenção dos alvarás e licenças necessárias à operação.

Desde a privatização, em setembro de 1998, até a data deste Prospecto, a Companhia realizou investimentos da ordem de R\$ 5,3 bilhões (a preços atualizados) na expansão e ampliação da confiabilidade de suas Usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada exclusiva da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia e, ainda, a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho) apresentou crescimento de 73%, passando de 3.719 MW para 6.432 MW na data deste Prospecto. Verificou-se, ainda, um aumento de 65% na Energia Assegurada da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, incluindo a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho), que passou de 2.143 MW médios para 3.528 MW médios.

A Capacidade Instalada total operada pela Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) totalizava 7.491 MW na data deste Prospecto, dos quais 82% oriundos de UHE, 16% de UTE e 2% de usinas cuja energia é proveniente de fontes alternativas, o que correspondia a cerca de 6% do parque gerador de energia brasileiro. No mesmo período, a Energia Assegurada total operada pela Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) era de 4.086MW médios.

De acordo com informações divulgadas pela ANEEL, a Companhia era, em 31 de dezembro de 2008, a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada. Na mesma data, segundo informações do ONS, as usinas operadas pela Companhia eram responsáveis por 6,1% da geração de eletricidade do SIN, que por sua vez representa a quase totalidade do Brasil.

Índices de Geração

Em 2006, a geração global da Companhia foi comparativamente menor em relação aos anos anteriores, apresentando redução de 28,4% em relação a 2005 (29.801 GWh), em função da estiagem prolongada que afetou a região Sul do Brasil, considerada uma das mais severas de que se tem registro. A Companhia gerou 21.351 GWh ou 2.437 MW médios, dos quais 15.885 GWh ou 1.813 MW médios provenientes das UHE e 5.466 GWh ou 624 MW médios das UTE (incluindo a totalidade da produção das UHE Itá e Machadinho). Vale ressaltar que os efeitos da estiagem mencionada acima para a Companhia foram significativamente atenuados em razão da existência do MRE, que admite o rateio dos riscos hidrológicos entre as Geradoras, ao permitir o intercâmbio de energia entre elas a preços de operação.

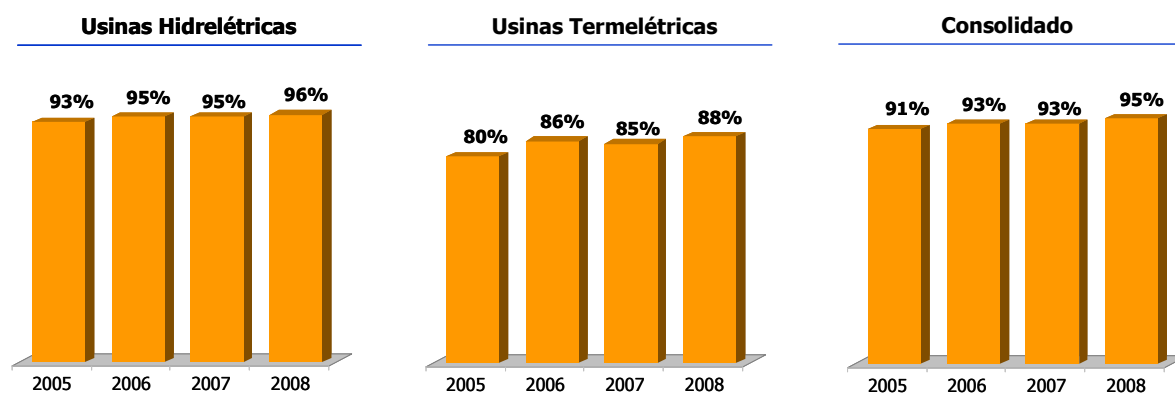
Em 2007, a produção total de energia elétrica da Companhia foi de 33.858 GWh ou 3.865 MW médios, cerca de 58,6% superior ao volume produzido no mesmo período do ano anterior, superando o recorde anterior obtido em 2002, que era de 31.045 GWh ou 3.544 MW médios. Tal acréscimo foi devido, principalmente, às condições hidrológicas sensivelmente melhores no que tange às UHE e ao aumento da exportação de energia para a Argentina, no que tange às UTE. Nas UHE, a produção total de energia ao final do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foi de 28.858 GWh, ou seja, 81,7% superior à produção verificada no mesmo período de 2006. Nas UTE, que operaram principalmente para abastecer a região leste do Estado de Santa Catarina, no atendimento ao consumo de carvão determinado pela ANEEL e para exportação de energia elétrica, a produção de energia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foi de 5.000 GWh.

Em 2008, quando consideradas somente as Usinas já pertencentes à Companhia em 2007, a produção foi de 33.258 GWh ou 3.786 MW médios, uma redução de 1,8% em relação aos 33.858 GWh ou 3.865 MW médios registrados em 2007. Quando consideradas as Usinas adquiridas ao longo do ano, a produção atingiu 34.128 GWh ou 3.885 MW médios, um acréscimo de 0,8% em relação ao ano anterior, constituindo-se um novo recorde. Adicionalmente, quando considerada a produção anual antes e depois das respectivas aquisições, as Usinas produziram 34.709 GWh ou 3.951 MW médios, um acréscimo de 2,5% em relação a 2007.

A Companhia atua predominantemente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Em 2006, o consumo de referido mercado foi de 38.698 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 2.437,33 MW médios, correspondendo a aproximadamente 6,3% do consumo total desse mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 5,13% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 31% do consumo dos Estados da região Sul. Em 2007, o consumo total do mercado atendido pela Companhia foi de cerca de 39.830 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.865 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,7% do total de aludido mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,7% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 47% do consumo dos Estados da região Sul. Em 2008, o consumo total desse mercado foi de cerca 40.672 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.885 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,6% do consumo total daquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,7% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 44,8% do consumo dos Estados da região Sul.

Das informações disponíveis do setor elétrico nacional e de órgãos como o *Electric Power Research Institute - EPRI*, o Parque Gerador da Companhia está entre os que possuem o melhor desempenho operacional, 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 das Usinas.

Os gráficos abaixo apresentam a disponibilidade total das Usinas durante os anos indicados, desconsiderando as paradas programadas:



Fatores Macroeconômicos que Influenciam os Negócios da Companhia

Sendo uma sociedade brasileira que atua predominantemente no Brasil, a Companhia é afetada pelas condições econômicas e sociais do País. Os fatores macroeconômicos que exerciam influência sobre os negócios da Companhia em 31 de dezembro de 2008 eram aqueles a que estavam sujeitas todas as sociedades por ações atuantes no Brasil, dentre os quais: (i) política regulatória, econômica, monetária e cambial adotada pelo Governo Federal; (ii) política anti-inflacionária que venha a ser adotada pelo Governo Federal; (iii) eventual elevação súbita das taxas de juros; e (iv) eventual retração no nível da atividade econômica do País.

Relação de Dependência dos Mercados Nacional e/ou Estrangeiro

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia desenvolvia suas atividades predominantemente em território brasileiro, de forma que os negócios da Companhia dependiam diretamente do mercado nacional e de seu desempenho. O modo de condução dos negócios e os resultados da Companhia são influenciados pelo crescimento econômico nacional e consequente demanda de energia, sendo que crescimento econômico e demanda por energia são, em linhas gerais, diretamente proporcionais. Pelo mesmo motivo, a Companhia não dependia, em 31 de dezembro de 2008, do mercado estrangeiro para a condução de seus negócios.

Para informações adicionais, vide "Descrição dos Negócios da Companhia e Mercado de Atuação (interno e externo)" nesta seção "Atividades da Companhia".

Efeitos da Ação Governamental nos Negócios da Companhia

A Companhia atua em ambiente altamente regulado pelo governo brasileiro, estando assim sujeita aos efeitos de ações governamentais e regulação específica. Para detalhes sobre as ações governamentais e regulamentação específica às quais a Companhia se sujeita, vide seção "Visão Geral do Setor de Energia Elétrica no Brasil".

Regulamentação Específica do Setor Elétrico

A Constituição brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. A partir de meados dos anos 90, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico. Em geral, essas medidas visavam a aumentar o investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor, ao passo que o Governo Federal se concentraria nas funções de formulador e supervisor da execução de políticas e regulamentos para o setor. Em particular, o Governo Federal adotou as medidas descritas a seguir.

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

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

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor. A Lei do Setor Elétrico dispôs sobre as seguintes matérias: (i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do MAE e pela determinação dos preços de curto prazo, o MAE (substituído pela CCEE); (ii) exigência de que as Distribuidoras e Geradoras firmassem os Contratos Iniciais, via de regra, compromissos de *take-or-pay*, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL, sendo que a principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar que as Distribuidoras tivessem acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às Geradoras durante o período de transição (2002-2005) que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo; (iii) criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle operacional das atividades de geração e transmissão do SIN; (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica; (v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização); (vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e (vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Por meio da Lei 9.991/00, instituiu-se a obrigatoriedade das Distribuidoras aplicarem, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em P&D e 0,25% em programas de eficiência energética no uso final. Até 31 de dezembro de 2010, referidos percentuais mínimos serão de 0,5% tanto para P&D quanto para programas de eficiência energética. Do mesmo modo, referida lei determinou também que as Geradoras e Transmissoras, bem como Produtores Independentes tem a obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em P&D, excluindo-se, por isenção, desta obrigação as empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de Biomassa e PCH.

Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Em consequência, o Governo Federal implementou medidas que incluíram: (i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e (ii) a criação da GCE e uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução do consumo de energia elétrica. As metas de redução de consumo para as classes residenciais e industriais chegavam a 20%. Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento em razão do aumento da oferta ocasionado pela elevação significativa dos níveis dos reservatórios e da redução moderada da demanda.

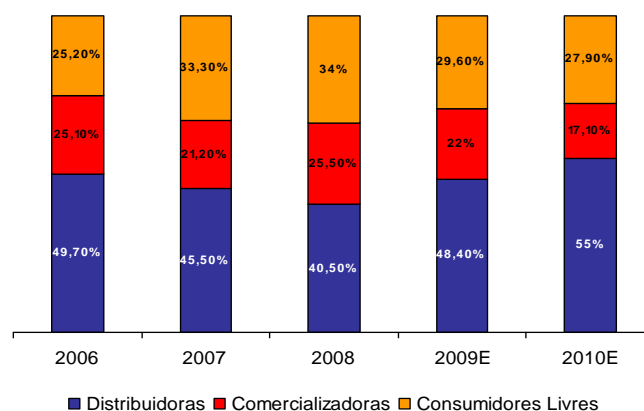
Diversas Leis Federais específicas foram promulgadas desde então, como a Lei n.º 10.438/02, conforme alterada, que trouxe para o setor elétrico brasileiro algumas novidades, tais como: (i) o estabelecimento de diretrizes para o enquadramento de consumidores na subclasse "residencial baixa renda"; (ii) a criação do PROINFA; (iii) a previsão da RTE, com vistas a ressarcir as Distribuidoras das perdas financeiras provenientes do racionamento; (iv) a criação da CDE; e (v) regras sobre metas para universalização dos serviços públicos de energia elétrica a serem cumpridas pelas Distribuidoras.

Além disso, a Lei n.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (i) estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão; e (ii) autorizou a criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, dentre outras providências.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo por meta proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária e promover a inserção social no setor elétrico brasileiro, especialmente através dos programas de universalização de atendimento. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por diversos decretos editados pelo Governo Federal e por resoluções da ANEEL. Para informações adicionais a respeito do Novo Modelo do Setor Elétrico, vide seção “Visão Geral do Setor Elétrico” deste Prospecto.

Clientes

A carteira de clientes da Companhia é composta por Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres. O gráfico abaixo representa a evolução da carteira de clientes da Companhia entre os anos de 2006 e 2008, bem como apresenta uma estimativa para os anos de 2009 e 2010:



Distribuidoras e Comercializadoras

No ano de 2003, quando as entregas de energia contratadas pela Companhia por meio dos Contratos Iniciais começaram a ser reduzidas em 25% ao ano de acordo com a Lei do Setor Elétrico, iniciou-se um período no setor elétrico brasileiro denominado de “mercado livre”, por meio de Contratos Bilaterais com Consumidores Livres, Comercializadoras e Distribuidoras. O Decreto 5.163/04 criou o Ambiente de Contratação Regulada, por meio do qual as Distribuidoras passaram a contratar suas necessidades de mercado.

Em 2007, a quantidade de energia vendida pela Companhia foi de 32.797 GWh, praticamente igual aos 32.836 GWh comercializados em 2006. Em 2008, o volume de energia vendido pela Companhia foi de 30.661 GWh, representando um decréscimo da ordem de 6,5% em relação a 2007.

O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 13.980 GWh em 2006 para 15.087 GWh em 2007 e depois para 13.577 GWh em 2008. Cabe ressaltar que, além dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada, a Companhia fornece energia por meio da celebração de Contratos Bilaterais para as concessionárias: Companhia Paulista de Força e Luz, Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. e RGE. Até 31 de dezembro de 2008, a Companhia fornecia energia elétrica à CELESC, data na qual o Contrato Bilateral mantido com a concessionária expirou.

Os quadros a seguir apresentam a evolução da receita bruta de energia da Companhia proveniente da comercialização de energia com Comercializadoras e por meio de Contratos Bilaterais, com Distribuidoras, para exportação e no âmbito da CCEE, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

Comercializadoras

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de					
2008		2007		2006	
R\$ milhões	%	R\$ milhões	%	R\$ milhões	%
660	17,31	433	12,91	628	21,02

Distribuidoras - Contratos Bilaterais

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de					
2008		2007		2006	
R\$ milhões	%	R\$ milhões	%	R\$ milhões	%
1.764	46,25	1.780	53,12	1.610	53,93

Exportação

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de					
2008		2007		2006	
R\$ milhões	%	R\$ milhões	%	R\$ milhões	%
34	0,90	170	5,07	45	1,51

CCEE

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de					
2008		2007		2006	
R\$ milhões	%	R\$ milhões	%	R\$ milhões	%
296	7,76	39	1,17	9	0,30

Consumidores Industriais

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia atendia aproximadamente 117 Consumidores Livres nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina, Espírito Santo e Distrito Federal, número alinhado ao do ano anterior.

Dentre os Consumidores Livres atendidos pela Companhia, destacam-se indústrias que atuam nos setores químico, metalúrgico, de papel e celulose, mineração de não-metálicos, automotivo e alimentício. Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia em 31 de dezembro de 2008, destacavam-se: ArcelorMittal, Braskem, Fosfertil, White Martins, Companhia Vale do Rio Doce, Volkswagen, Bayer, International Paper, Sadia, Stora Enso e Tupy.

A Companhia entende que não é dependente de nenhum Consumidor Industrial específico para a manutenção de suas atividades e receitas operacionais.

A tabela abaixo apresenta a distribuição dos Consumidores Industriais atendidos pela Companhia por setor econômico em 31 de dezembro de 2008:

Setor	% MWh
Fabricação de Produtos Químicos	
(exceto Gases Industriais e Produtos Químicos Orgânicos)	14,10
Fabricação e Montagem de Veículos Automotores, Reboques e Carrocerias	12,75
Metalurgia Básica	12,07
Fabricação de Gases Industriais	12,02
Fabricação de Produtos Químicos Orgânicos (Petroquímicos)	8,79
Extração de Minerais Metálicos	8,58
Fabricação de Celulose, Papel e Produtos de Papel	7,03
Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas	5,26
Outros	19,40
Total	100

O quadro a seguir apresenta a evolução da receita bruta da Companhia proveniente da comercialização de energia por meio de contratos com Consumidores Industriais nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

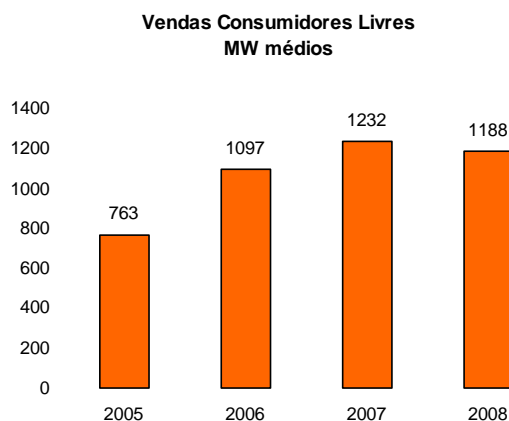
Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de					
2008		2007		2006	
R\$ milhões	%	R\$ milhões	%	R\$ milhões	%
1.059	27,78	929	27,73	694	23,24

Relacionamento com Clientes

A base de clientes da Companhia é composta por Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres (em sua maioria, indústrias).

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos Consumidores Livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas passou de 29% em 2006 para 34% em 2007, mesmo número atingido em 2008.

O gráfico abaixo demonstra a evolução, em MW médio, das vendas da Companhia para Consumidores Livres nos exercícios sociais de 2005, 2006, 2007 e 2008:



Além de ampliar sua base física de Consumidores Livres, a Companhia buscou a manutenção de seus clientes para o longo prazo. Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consistiu em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, envio periódico de informações sobre o ambiente de contratação livre (boletins técnicos e *newsletter* eletrônica), disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*") e os "Encontros Tractebel", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase no mercado livre.

O resultado de referidas ações de fidelização, dentre outras, é aferido anualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. Em dezembro de 2008, houve crescimento do índice de satisfação (percentual de clientes muito satisfeitos), que atingiu 69,3%, contra 66,5% em 31 de dezembro de 2007 e 62,9% em 31 de dezembro de 2006.

Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização e eficiência da carteira por meio da flexibilização de preços, prazos e condições; (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação dos mesmos; e (iii) possuir maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, objetivando obter maior porcentagem do mercado consumidor, celebrando contratos tanto no ambiente regulado como no mercado livre.

Processos Produtivos

Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação

As centrais hidrelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia hidráulica, com o aproveitamento de uma queda d' água e da vazão de um rio para a movimentação de turbinas hidráulicas que, por sua vez, movimentam os geradores elétricos. Essa forma de produção de energia é considerada ecologicamente correta, pois não provoca alterações na qualidade da água nem rejeitos, sendo a fonte de energia por ela gerada um recurso renovável.

UHE Passo Fundo

A UHE Passo Fundo, pertencente integralmente à Companhia, em 31 de dezembro de 2008, possuía Capacidade Instalada de 226 MW e Energia Assegurada de 119 MW médios, com duas 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, sendo que a 1ª Unidade Geradora foi disponibilizada por despacho do ONS em março de 1973 e a 2ª, em junho de 1973.

UHE Itá

A UHE Itá, pertencente ao Consórcio Itá, em 31 de dezembro de 2008, possuía Capacidade Instalada de 1.450 MW e Energia Assegurada de 720 MW médios, possuindo cinco 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 Uvã. O início de operação da UHE Itá ocorreu no ano 2000, sendo que a 1ª das cinco Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em julho de 2000 e a 5ª, em março de 2001.

A UHE Itá é o 1º empreendimento hidrelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai e trata-se de um investimento na ordem de US\$ 1 bilhão (valor atualizado). Foi construída por meio de um consórcio entre a Companhia e sua controlada Itasa, sendo que a operação e a manutenção da UHE Itá são realizadas pela Companhia. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia detinha 39,5% do Consórcio Itá enquanto a Itasa detinha 60,5%. Naquela mesma data, o controle da Itasa era dividido entre a Companhia e a CSN, cada uma com 48,75% do capital social, sendo que os outros 2,5% do capital social pertenciam à Cimento Itambé S.A.

Até 2003, a Energia Assegurada total da UHE Itá era de 741 MW médios. A partir de 2003 considerou-se 720 MW médios, conforme Resolução ANEEL n.º 232/99. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio entre a Companhia e a Itasa, foi considerada uma Energia Assegurada de 668 MW médios. Em 31 de dezembro de 2008, considerava-se que a UHE Itá possuía 720 MW médios de Energia Assegurada e, naquela data, a Itasa tinha direito a 60,5% de 668 MW médios, ou seja, 404,14 MW médios. Os outros 39,5% de 668 MW médios, ou seja, 263,86 MW médios, acrescidos de (i) 52 MW médios, que correspondem à diferença entre a Energia Assegurada total da UHE (720 MW médios) e a Energia Assegurada no contrato de constituição de consórcio (668 MW médios), e (ii) 197,02 MW médios que correspondem à participação da Companhia na Itasa (48,75% de 404,14 MW médios), totalizando 513 MW médios em 31 de dezembro de 2008, eram inteiramente da Companhia.

A Itasa comercializa a porção da energia a que faz jus com a Companhia, a CSN e a Itambé, por meio dos "Contratos de Compra e Venda de Energia", assinados em 2001 e vigentes até 2030.

UHE Machadinho

Em 31 de dezembro de 2008, a UHE Machadinho possuía Capacidade Instalada de 1.140 MW e Energia Assegurada de 529 MW médios, com três 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, sendo que a 1ª das três Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em fevereiro de 2002 e a 3ª, em abril de 2002.

A UHE Machadinho foi construída por meio de consórcio entre grandes empresas brasileiras, inclusive do setor energético (Companhia, CEEE, Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil Ltda., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas) e tem a sua operação e manutenção sob a responsabilidade da Companhia. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia detinha 19,28% do empreendimento, correspondente a 2,34% do Consórcio Machadinho. O quadro abaixo apresenta as participações de cada uma das consorciadas no Consórcio Machadinho em 31 de dezembro de 2008:

Consorticiada	Participação (%)
Companhia	19,28
Alcoa Alumínio S.A.	25,74
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	5,28
Companhia Brasileira de Alumínio	27,52
Votorantim Cimentos Brasil Ltda.	5,62
Valesul Alumínio S.A.	8,29
Departamento Municipal de Eletricidade	2,74
CEEE	5,53

Em 31 de dezembro de 2008, a Energia Assegurada total da UHE Machadinho era de 529 MW médios. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma Energia Assegurada de 473 MW médios. Desses, os acionistas da MAESA tinham direito a 83,06% (destes, 2,82% pertenciam à Companhia), ou seja 392,87 MW médios (destes, 11,09 MW médios pertenciam à Companhia), que correspondiam a sua parte na Energia Assegurada da UHE Machadinho. Os outros 16,94%, ou seja, 80,13 MW médios, acrescidos de 56 MW médios, que correspondiam à diferença entre a Energia Assegurada total da UHE (529 MW médios) e a Energia Assegurada no contrato de constituição do consórcio (473 MW médios), totalizando 136,13 MW médios, eram inteiramente da Companhia. Isto posto, pode-se afirmar que 147,22 MW médios de Energia Assegurada da UHE Machadinho pertenciam à Companhia em 31 de dezembro de 2008.

UHE Salto Osório

A UHE Salto Osório pertence integralmente à Companhia e tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 1.078 MW e Energia Assegurada de 522 MW médios, com seis Unidades Geradoras de 180 MW cada e duas Unidades Geradoras com 175 MW cada. 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, sendo que a 1ª das seis Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em outubro de 1975 e a 6ª, em junho de 1981.

UHE Salto Santiago

A UHE Salto Santiago pertence integralmente à Companhia e tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 1.420 MW e Energia Assegurada de 723 MW médios, com quatro 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, sendo que a 1ª das quatro Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em dezembro de 1980 e a 4ª, em setembro de 1982.

UHE Cana Brava

A UHE Cana Brava tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 450 MW e Energia Assegurada de 273,5 MW médios, possuindo três 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 UHE Cana Brava teve início em 2002, sendo que a 1ª das três Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em maio de 2002 e a 3ª, em agosto de 2002.

A concessão da UHE Cana Brava estava sob a responsabilidade da CEM, que era controlada integralmente pela Companhia. A Companhia era a compradora da totalidade da energia elétrica da UHE 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. Tendo a Companhia incorporado a CEM em 28 de março de 2008, a UHE Cana Brava passou a compor diretamente os ativos de geração da Companhia.

UHE Ponte de Pedra

A UHE Ponte de Pedra tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 176 MW e Energia Assegurada de 132 MW médios, possuindo três Unidades Geradoras de 58,75 MW cada. A UHE Ponte de Pedra está localizada no curso principal do Rio Correntes, na divisa entre os estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, nos municípios de Itiquira (MT) e Sonora (MS). O início das atividades da UHE Ponte de Pedra ocorreu em 2005. A produção total da usina está vendida até 2025 através de um contrato de 20 anos com a CEMIG, por R\$ 116/MWh até o final de 2008 e R\$ 109/MWh pelo restante do período.

PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha

A PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, em 31 de dezembro de 2008, tinha Capacidade Instalada de 23,7 MW e Energia Assegurada de 11,9 MW médios, com 3 Unidades Geradoras de 7,9 MW cada. A PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no município de Rondonópolis (MT). O início das atividades da PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha ocorreu em fevereiro de 2007.

PCH Rondonópolis

A PCH Rondonópolis tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 26,6 MW e Energia Assegurada de 14 MW médios, com 3 Unidades Geradoras de 8,9 MW cada. A PCH Rondonópolis está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no município de Rondonópolis (MT). O início das atividades da PCH Rondonópolis ocorreu em dezembro de 2007.

Geração Termelétrica - Usinas em Operação

As centrais termelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia térmica liberada por reações químicas ou nucleares. Os combustíveis mais utilizados para movimentar, direta ou indiretamente, os geradores das UTE são os derivados de petróleo (óleo diesel e combustível e resíduos asfálticos), o carvão mineral, o gás natural e os combustíveis nucleares. Em processos de co-geração (tecnologia que visa maior eficiência da geração termelétrica) é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados Biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

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 tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 857 MW e Garantia Física de 650 MW. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda é constituído por três UTE (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 das UTE Jorge Lacerda A, B e C tiveram início em 1965, 1980 e 1996, respectivamente. A produção das UTE Jorge Lacerda A, B e C é destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina.

UTE William Arjona

A UTE William Arjona, integralmente pertencente à Companhia, localiza-se no município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, e tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 190 MW e Garantia Física de 136 MW. A UTE William Arjona é constituída por cinco conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel. A UTE William Arjona é a 1ª usina do Brasil a utilizar o gás do GASBOL como combustível na geração de energia elétrica.

As operações da UTE William Arjona tiveram início em 1999, sendo que a 1ª das cinco Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em março de 1999 e a 5ª, em julho de 2002. 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.

UTE Alegrete

A UTE Alegrete fica situada à margem direita do rio Ibirapuitã, junto à cidade de Alegrete, no Rio Grande do Sul. A UTE Alegrete é movida a óleo combustível e, em 31 de dezembro de 2008, possuía duas Unidades Geradoras com Capacidade Instalada de 66 MW e Garantia Física de 21 MW.

O início das operações da UTE Alegrete ocorreu em 1968, sendo que ambas as Unidades Geradoras foram disponibilizadas por despacho do ONS em setembro de 1968. A produção das UTE Alegrete visa garantir o abastecimento energético da região oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

UTE 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 quatro Unidades Geradoras com a Capacidade Instalada total de 72 MW e Garantia Física de 46 MW em 31 de dezembro de 2008.

As operações da UTE Charqueadas tiveram início em 1962, sendo que a 1ª das quatro Unidades Geradoras foi disponibilizada para despacho em janeiro de 1962 e a 4ª, em março de 1969. A produção das UTE Charqueadas visa garantir o abastecimento energético da região da grande Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul.

Unidade de Co-geração

A co-geração corresponde a uma tecnologia desenvolvida com a finalidade de se obter maior eficiência energética na produção das UTE. Essa eficiência é buscada em virtude do fato de que a maior parte da energia contida no combustível usado nos geradores é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente, sendo que apenas 40% da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

Na co-geração, o calor produzido na geração de energia elétrica é utilizado, sob forma de vapor, em indústrias e prédios comerciais que necessitam de calor (vapor ou água quente) em seu processo produtivo. Dessa forma, o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética na co-geração é bem mais elevada, uma vez que torna útil até 85% da energia do combustível.

Além disso, em processos de co-geração é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados Biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

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, ou seja, produz energia elétrica a partir dos resíduos de madeira oriundos das indústrias madeireiras da região serrana do Estado de Santa Catarina. A Unidade de Co-geração Lages se encontra em operação desde dezembro de 2003 e apresentava, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 28 MW.

A Unidade de Co-geração Lages foi construída com investimentos, de R\$ 101 milhões (valor atualizado), dos quais R\$ 31 milhões foram oriundos de recursos próprios da Lages Bioenergética e R\$ 70 milhões foram financiados pelo BRDE, no papel de agente financeiro do BNDES. As operações da Unidade de Co-geração Lages tiveram início em dezembro de 2003, sendo a produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do planalto do Estado de Santa Catarina e o vapor produzido vendido para a indústria madeireira local.

O sistema de operação da Unidade de Co-geração Lages foi aprovado pelo Banco Mundial como um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, desenvolvido no âmbito do Protocolo de Kyoto. Para informações adicionais, vide "Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages" nesta seção "Atividades da Companhia".

Parque Eólico Beberibe

O Parque Eólico Beberibe localiza-se no município de Beberibe (CE) e tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 25,6 MW e Energia de Referência de 85,43 GWh/Ano. O Parque Eólico Beberibe é constituído por 32 aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia. As operações do Parque Eólico Beberibe tiveram início em setembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Parque Eólico Pedra do Sal

O Parque Eólico Pedra do Sal localiza-se no município de Parnaíba (PI) e tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 18 MW e Energia de Referência de 68,46 GWh/Ano. O Parque Eólico Pedra do Sal é constituído por 20 aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia. As operações do Parque Eólico Pedra do Sal tiveram início em dezembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral piauiense.

Unidade de Geração de Energia a Biomassa de Cana-de-açúcar

A unidade de geração de energia a Biomassa é semelhante a uma unidade de co-geração, tendo como única diferença a geração única e exclusiva de energia para entrega ao sistema interligado. Devido ao combustível utilizado, essa unidade de geração deve ser localizada próxima a uma usina de açúcar e álcool para se utilizar do resíduo da sua produção.

Unidade de geração de energia UTE Destilaria Andrade

Em 22 de novembro de 2007, a Companhia assinou um “Memorando de Entendimentos” com a Andrade Açúcar e Álcool S.A., do Grupo Açúcar Guarani S.A., para analisar a implantação de projetos de geração de energia em parceria. Em 31 de julho 2008, a Companhia e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. concluíram a assinatura dos contratos para efetivação do Consórcio Andrade, visando participar do Leilão de Energia de Reserva. Adicionalmente, um contrato foi negociado para a construção da UTE Destilaria Andrade com a Koblitz S.A., com cláusula resolutiva referente à venda da energia gerada pela da UTE Destilaria Andrade no Leilão de Energia de Reserva.

Em 14 de agosto de 2008, foi realizado o Leilão de Energia de Reserva e a UTE Destilaria Andrade vendeu 20 MW médios de energia, a ser entregues por um período de 15 anos a partir de abril de 2010, ao preço de R\$ 158,11/MWh. A UTE Destilaria Andrade deverá ser construída a partir de março de 2009 na cidade de Pitangueiras (SP), devendo entrar em operação em abril de 2010.

Concessões e Autorizações

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 constantes do próprio Contrato de Concessão, bem como aquelas 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 consequências 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 por meio 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, bem como taxas devidas nos termos do Contrato de Concessão; e
- investir anualmente, parcela de sua receita operacional líquida em P&D e em programas de eficiência energética no uso final, nos termos da Lei 9.991/00. Caso a Companhia não consiga atingir as metas do plano, estará sujeita a uma multa, que não excederá o montante de investimentos previstos.

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia detinha as seguintes concessões e autorizações de uso de bem público para geração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada MW	Data do ato	Vencimento
Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá ^(*)	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho ^(*)	Controladora	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	Controladora	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	Ponte de Pedra	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	CESS	243	23.04.2002	22.04.2037
Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
Unidade de Cogeração Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	29.10.2032
PCH Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCH Eng. José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	02.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	04.08.2003	03.08.2033

^(*) A UHE Itá e a UHE Machadinho são exploradas por meio de Consórcios.

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 Companhia) 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, da UHE Salto Osório e da UHE Salto Santiago. O contrato prevê a concessão pelo prazo de 30 anos, prorrogáveis a critério da ANEEL mediante requerimento da Companhia, podendo esta prorrogação ser onerosa, conforme previsão do item "Prorrogação das Concessões das Usinas" desta Seção do Prospecto.

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 UHE Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago foram integralmente pagos em outubro de 2003. Para informações adicionais sobre as UHE Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão da 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 Companhia 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, 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, prorrogáveis a critério da ANEEL mediante solicitação dos membros do Consórcio Itá em até 36 meses antes do término da vigência, podendo esta prorrogação ser onerosa, conforme disposto no item "Prorrogação das Concessões das Usinas" desta Seção do Prospecto.

O montante 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 foi integralmente quitado em julho de 2005.

A energia gerada na UHE Itá é compartilhada com a Itasa, sendo que, em 31 de dezembro de 2008, a parcela de 39,5% cabia à Companhia, que correspondia a aproximadamente 264 MW médios. Para informações adicionais sobre o Consórcio Itá, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação - Usina Hidrelétrica Itá" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão da 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, podendo esta prorrogação ser onerosa, conforme disposto no item "Prorrogação das Concessões das Usinas" desta Seção do Prospecto.

A energia elétrica gerada na UHE Machadinho é compartilhada entre as sociedades consorciadas, sendo que cabia à Companhia, em 31 de dezembro de 2008, 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 exclusivo critério, sua participação nas disponibilidades de energia e potência definidas pela ANEEL.

O montante 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 Machadinho foi integralmente quitado em janeiro de 2007. Para informações adicionais sobre o Consórcio Machadinho, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação - Usina Hidrelétrica Machadinho" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão da UHE Cana Brava

Em 7 de agosto de 1998, a CEM, sociedade anteriormente 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 a critério da ANEEL mediante requerimento da Companhia, podendo esta prorrogação ser onerosa, conforme disposto no item "Prorrogação das Concessões das Usinas" desta Seção do Prospecto.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM, à época, 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 ajuste a valor presente, com base na taxa de desconto de 10% ao ano, prevista no Edital de Concorrência 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 IGPM foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

A tabela abaixo indica os valores devidos à União pela outorga da concessão de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio da UHE Cana Brava, os quais são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do IGPM. O saldo desta obrigação a valor presente, em 31 de dezembro de 2008, correspondia a R\$ 288 milhões, sendo que R\$ 2 milhões foram registrados no passivo circulante e R\$ 286 milhões no exigível a longo prazo da Companhia. Em 31 dezembro de 2008, o total devido a longo prazo tinha seus vencimentos assim programados:

Ano	Valor Anual (R\$ milhões)
2010	2
2011	2
2012	2
2013	2
2014	2
2015 a 2033	276
Total	286

Em 2008, a Companhia incorporou a CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia.

Por meio da Resolução Autorizativa n.º 1.211, de 22 de janeiro de 2008, a ANEEL aprovou a transferência da concessão da UHE Cana Brava para a Companhia em virtude da incorporação ocorrida em 28 de março de 2008. Para informações adicionais sobre a UHE Cana Brava, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação - Usina Hidrelétrica Cana Brava" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão da UHE São Salvador

Pela outorga da concessão onerosa da UHE São Salvador, a CESS pagará à União, por intermédio da ANEEL, o valor original de R\$ 555.000, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado. De acordo com o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, datado de 18 de julho de 2007, o início do pagamento dar-se-á a partir da operação comercial da 1ª Unidade Geradora da UHE São Salvador, ou a partir do início da entrega da energia objeto de CCEAR, o que ocorrer primeiro, até o término da concessão, em abril de 2037. Referido valor foi atualizado anualmente pela variação do IGPM até a data do aditivo contratual, em 18 de julho de 2007, e a partir desta data, a atualização será feita com base na variação do IPCA.

A tabela abaixo apresenta os valores contratuais atualizados do Contrato de Concessão da UHE São Salvador:

	2008	2007
Valor anual	33.168	33.009
Parcelas mensais (1/12)	2.764	2.751
Valor nominal total	995.029	935.264
Valor presente total	326.659	286.317

O valor presente total foi calculado com base na taxa de desconto de 10% ao ano, tradicionalmente utilizada no setor elétrico brasileiro, considerando os pagamentos no período de 1º de março de 2009 a 23 de abril de 2037. O reconhecimento da concessão a pagar, pelo seu valor presente, em contrapartida do ativo imobilizado, ocorrerá no início da operação comercial da UHE São Salvador, prevista para o primeiro semestre de 2009. O contrato de concessão é prorrogável a critério da ANEEL mediante solicitação da Companhia.

Contrato de Concessão da UHE Ponte de Pedra

Em 1º de outubro de 1999, a União, por meio da ANEEL, celebrou com a Ponte de Pedra o Contrato de Concessão n.º 77/1999, tendo por objeto a exploração pela UHE Ponte de Pedra do potencial hidráulico do Rio Correntes, para fins de produção de energia elétrica. O prazo de concessão é de 35 anos, prorrogáveis mediante requerimento do concessionário e aprovação pela ANEEL, podendo esta prorrogação ser onerosa, conforme disposto no item "Prorrogação das Concessões das Usinas" desta Seção do Prospecto.

A UHE Ponte de Pedra pertence integralmente à Companhia e tinha, em 31 de dezembro de 2008, Capacidade Instalada de 176 MW e Energia Assegurada de 132 MW médios, possuindo três Unidades Geradoras de 58,7 MW cada. A UHE Ponte de Pedra está localizada entre os municípios de Itiquira (MT) e Sonora (MS) Rio Correntes (MT e MS). A operação da UHE Ponte de Pedra teve início em setembro de 2005, sendo que a unidade de número 3 entrou em funcionamento julho de 2005.

Pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Ponte de Pedra, a Companhia deve à União, em 31 de dezembro de 2008, os valores indicados na tabela abaixo, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do IGPM.

UHE Ponte de Pedra

Ano	Valor Histórico		Valor Atualizado	
	Anual	Total	Anual	Total
De 01.01.2009 a 30.09.2019	200	2.150	485	5.214
De 01.10.2019 a 31.09.2020	16.200	16.200	39.688	39.688
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.526	76.215	1.067.010
		453.876		1.111.912

Buscando refletir adequadamente a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, o valor da concessão foi registrado no ativo em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 8,28% ao ano para a UHE Ponte de Pedra, taxa de mercado na data da aquisição da empresa. Até a entrada em operação comercial da UHE Ponte de Pedra, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGPM foi capitalizada no ativo e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

Prorrogação das Concessões das Usinas

A prorrogação das 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 tempestivamente. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, considerando que a prorrogação de uma concessão pode se dar a título gratuito ou oneroso, neste último caso haverá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

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, geração de vapor, mudança da classe de tensão de equipamentos de conexão à rede e comercialização de sobras de energia. Estas atividades têm como foco principal fidelizar clientes industriais da Companhia.

As receitas da Companhia decorrem da atividade de geração de energia elétrica, sendo que as receitas decorrentes dos produtos e serviços relacionados abaixo não possuem valor relevante, de forma que não impactam significativamente a receita total da Companhia.

Energia sob Medida

A Companhia procura atender às especificidades e necessidades de cada um de seus clientes, principalmente no que se refere à flexibilidade de consumo, preço firme ou escalonado e energia interruptível por curto, médio ou longo prazo. Dessa forma, por meio da celebração de contratos flexíveis, especialmente moldados às suas necessidades, os clientes da Companhia podem definir os períodos do dia ou do ano para os quais quer contratar o fornecimento de energia, se vai pagar preço único ou variável pelos diferentes períodos contratados e, ainda, por quantos meses ou anos vai contratar.

Energia de Back-up

A Companhia disponibiliza a energia necessária para atender a clientes que possuam autoprodução ou co-geração e precisam realizar a manutenção no respectivo equipamento de geração, atendendo sua demanda enquanto durar o período de manutenção.

Adicionalmente, a Companhia presta serviços de agenciamento de vendas para proprietários de PCH ou pequenas centrais termelétricas que desejem vender sua energia no ambiente de contratação livre, adicionando valor à venda por meio da garantia de fornecimento em períodos de manutenção de plantas e/ou redução na disponibilidade de água.

Qualidade da Energia

Além de prestar serviços de assessoria, orientando seus clientes nos contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição de energia, a Companhia oferece serviços adicionais para monitoramento e análise da qualidade da energia fornecida por meio do "Programa de Qualidade da Energia Elétrica".

Os especialistas de referido programa podem ser acionados pelos clientes da Companhia sempre que tiverem problemas com a energia elétrica fornecida e não conseguirem identificar suas causas ou características. Independentemente de eventuais problemas que possam ocorrer, a Companhia elabora relatórios periódicos da qualidade da energia, que podem ser consultados pelos clientes na página da Companhia na internet (www.tractebelenergia.com.br). O programa ainda permite que a Companhia represente seus clientes em questões comerciais e jurídicas necessárias à obtenção de alta qualidade no recebimento da energia contratada.

Medição e Gerenciamento de Carga

Utilizando recursos de tecnologia de ponta, a Companhia permite aos seus clientes acessar dados diretamente dos medidores de energia instalados na sua planta industrial ou, ainda, obter relatórios e gráficos em tempo real, acessando a página da Companhia na internet.

Com esses recursos, o cliente acompanha o comportamento da sua carga em tempo real, gerenciando a eficiência da sua demanda e a realização do seu contrato de energia elétrica.

Co-geração

A co-geração é um processo de geração simultânea de energia elétrica e térmica, na forma de vapor ou frio, através de uma única queima de combustível, que permite à indústria otimizar a utilização de combustível e energia em seu processo produtivo. O processo caracteriza-se pela alta eficiência e, conseqüentemente, redução no consumo de combustível e na emissão de poluentes.

A Companhia se propõe a estudar oportunidades de co-geração e, caso suas atratividades sejam comprovadas, a realizar os investimentos necessários e a operar as instalações, atendendo às necessidades locais de energia elétrica e térmica, podendo, eventualmente, comercializar os excedentes no mercado. Para informações adicionais sobre a atividade de co-geração desenvolvida pela Companhia, vide “Unidade de Co-geração Lages” nesta seção “Atividades da Companhia”.

Relacionamento com Fornecedores

A tabela abaixo apresenta os valores a pagar pela Companhia para fornecedores nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	31 de dezembro		
	2008	2007	2006
	<i>(R\$ milhões)</i>		
Materiais e serviços	62	91	38
Energia Elétrica comprada para revenda	78	70	70
Transações no âmbito da CCEE	4	20	76
Combustíveis fósseis (carvão, gás natural e Biomassa)	-	39	6
Encargos do uso da rede elétrica	68	54	49
Total	212	274	239

Para informações adicionais sobre os contratos celebrados entre a Companhia e seus fornecedores, vide “Contratos Relevantes – Contratos com Fornecedores” desta seção “Atividades da Companhia”.

Política de Compra de Bens, Materiais e Serviços

A Companhia adota procedimentos padronizados para aquisição de matérias-primas e para contratação de serviços de terceiros, visando orientar, de maneira consistente, as relações da Companhia com seus principais fornecedores.

De maneira geral, toda aquisição de bens, materiais e serviços necessários ao desempenho regular das atividades da Companhia deve ser precedida de consulta de preços junto a fornecedores, que permitirá à Companhia selecionar as melhores propostas, considerando-se a qualidade do produto ou serviço a ser adquirido, preço e prazo de pagamento. Após a análise e seleção das propostas apresentadas pelos fornecedores, a formalização da aquisição do produto e/ou serviço deverá ser realizada mediante a utilização de documentos-padrão adotados pela Companhia, quais sejam, ordem de compra e/ou documento contratual, que autorizarão o envio, pelo fornecedor, da fatura respectiva à Companhia. A autorização para assinatura interna do documento contratual segue os limites de competência estabelecidos pela Companhia, aprovados por meio de normas administrativas da Diretoria Executiva.

O conjunto de normas, procedimentos e instruções de gestão da área de suprimentos da Companhia estabelece os critérios de padronização da área de compras e equidade no relacionamento com seus fornecedores, apoiando-se nos princípios do planejamento, sigilo, impessoalidade, preço, competitividade e qualidade dos serviços prestados. Ainda, a estrutura da área de suprimentos da Companhia é matricial, cabendo à unidade administrativa a proposição de estratégias e às unidades operacionais o gerenciamento técnico das aquisições. Referida estrutura assegura a sustentabilidade operacional de suas unidades de produção e a consistência do relacionamento entre a Companhia e seus parceiros, por meio do estabelecimento de diretrizes de seleção, avaliação, cadastramento, habilitação e homologação de fornecedores.

Excetua-se às regras de padronização previstas nas normas administrativas da Companhia, dentre outras, a aquisição de combustíveis para produção de energia elétrica a compra de energia, encargos de uso da rede básica, distribuição e conexão, a contratação de serviços e materiais para construção de novos empreendimentos.

Energia Elétrica

Em 31 de dezembro de 2008, a energia elétrica comercializada pela Companhia (apenas controladora) era adquirida, principalmente, das Controladas Itasa, CEM (incorporada pela Companhia em 28 de março de 2008) e Tractebel Energia Comercializadora, bem como da CEEE.

Em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, a participação da Itasa, da CEM e da CEEE, em conjunto, era de aproximadamente 94,8%, 99,7% e 99,8% do total de compras da Companhia (apenas controladora) naqueles exercícios, respectivamente.

A Controlada Tractebel Energia Comercializadora realiza transações de compra de energia com vários agentes do setor, bem como com a Companhia, tendo a Companhia participação de 43,9% do total de compras efetuadas pela Tractebel Energia Comercializadora.

Matéria-Prima e Insumos - Combustíveis Fósseis

Em 31 de dezembro de 2008, os combustíveis utilizados pela Companhia para a produção de energia elétrica nas UTE eram: carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel (combustíveis utilizados na geração de energia elétrica nas UTE).

Em 31 de dezembro de 2008, os principais fornecedores do carvão mineral utilizado na geração de energia elétrica nas UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda faziam parte do Consórcio Catarinense do Carvão Energético e na UTE Charqueadas, o principal fornecedor era a COPELMI. Os valores relativos a essas aquisições são completamente reembolsados à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás, excepcionados os montantes adquiridos diretamente para fins de exportação de energia.

Além do carvão mineral, as UTE 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, em 31 de dezembro de 2008, os principais fornecedores de óleo combustível e óleo diesel da Companhia eram a Petrobrás Distribuidoras S.A. e a Agricopel Comércio de Derivados de Petróleo Ltda No que se refere à UTE William Arjona, (i) o gás natural utilizado como combustível tem como único fornecedor a MSGás; e (ii) o óleo diesel utilizado como combustível alternativo conforme conveniência e necessidade, também era fornecido pela Petrobrás Distribuidoras S.A. e pela Agricopel Comércio de Derivados de Petróleo Ltda.

Volatilidade nos Preços das Matérias-Primas e Insumos

Tendo em vista que utiliza matérias-primas e insumos derivados do petróleo, a Companhia, como todas as outras empresas do setor, está sujeita à variação do preço do barril do petróleo. Entretanto, o mesmo não ocorre com relação ao carvão mineral, uma vez que a Companhia celebra contratos de longo prazo, com preços previamente estabelecidos.

Construção

A Companhia adota como prática a celebração de contratos com terceiros para prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção de Usinas e linhas de transmissão. 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 fabricação e montagem de equipamentos; (v) transporte de todos os materiais e equipamentos; (vi) garantia de qualidade; (vii) testes e comissionamento; (viii) a entrada em operação comercial; (ix) fornecimento de manuais de operação e manutenção; (x) projeto como construído; 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, a forma de pagamento, as garantias, seguros a serem contratados, as penalidades por atrasos na conclusão das obras e/ou pela não obtenção dos desempenhos garantidos e outros, são negociados entre a Companhia e a empresa contratada à época da celebração de cada contrato, sendo que a Companhia não adota, para esses contratos, estrutura de formalização padronizada.

Em 31 de dezembro de 2008, dentre as empresas contratadas pela Companhia para prestação dos serviços descritos acima destacavam-se a Alstom Brasil Ltda., Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda., a Siemens Ltda., Koblitz Ltda., Construtora Norberto Odebrecht S.A., Construtora Andrade Gutierrez S.A., dentre outras.

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.

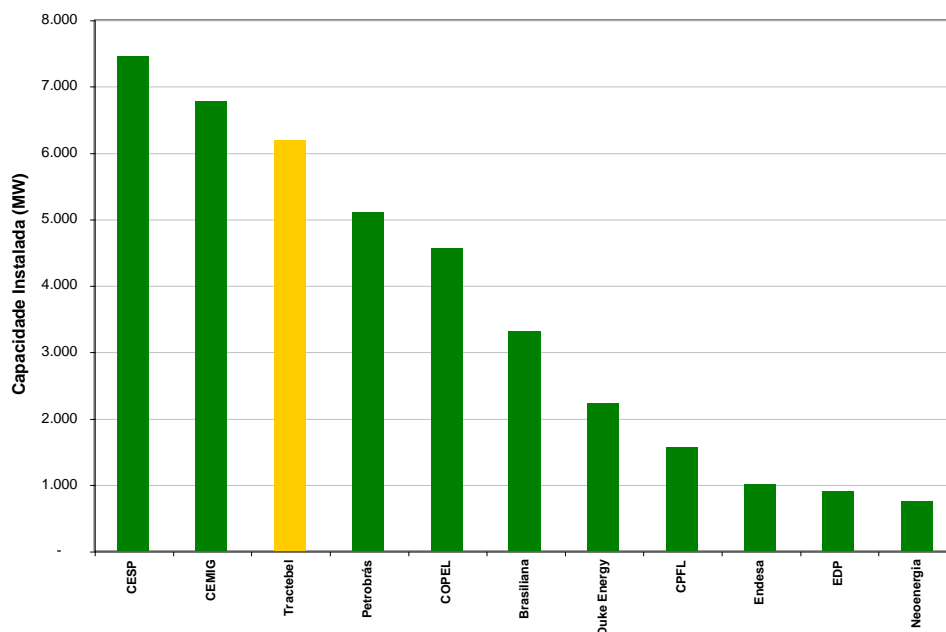
Concorrência

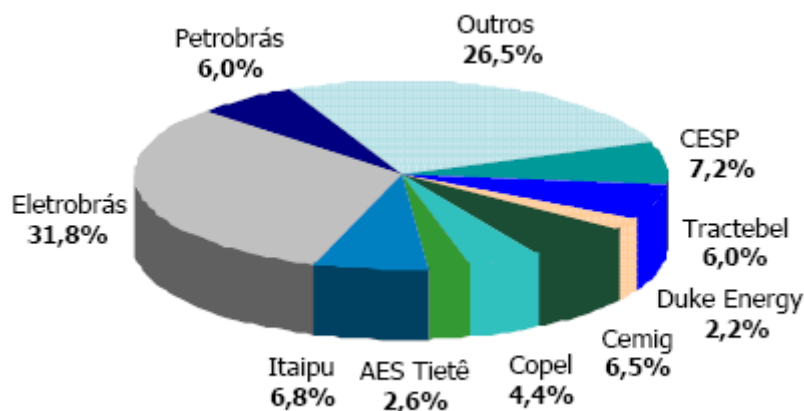
O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela atuação das companhias estatais, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica, segmento de atuação da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 6.515.350 KW, o que correspondia a uma participação de 6% no mercado brasileiro de energia elétrica. Além da Eletrobrás, os principais concorrentes da Companhia eram: COPEL, CESP, Petrobras, CPFL, CEMIG, AES Tiete, Neoenergia S.A., EDP Energias do Brasil S.A. e Duke Paranapema.

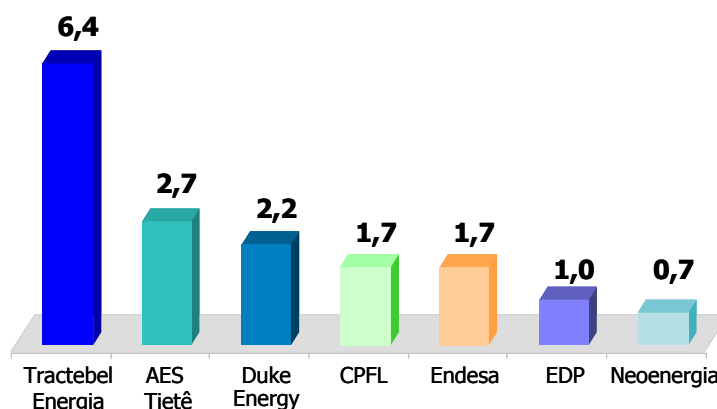
Os principais clientes da Companhia são Distribuidoras, Consumidores Livres e Comercializadoras de energia elétrica, situadas nos sistemas elétricos Sul e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil.

Os gráficos abaixo, elaborados com base em dados da ANEEL, apresentam as participações das principais Geradoras do setor elétrico brasileiro na Capacidade Instalada do País em 31 de dezembro de 2008:





O gráfico abaixo detalha a Capacidade Instalada, em GW, das principais empresas do setor privado em 31 de dezembro de 2008 (fonte ANEEL):



Marketing

A Companhia tem como política de *marketing* a manutenção de contatos personalizados com seus clientes e potenciais clientes, aliando, dessa forma, as vantagens e qualidades de uma companhia de grande porte com o atendimento focado em cada cliente e suas necessidades específicas. Para auxiliar nesse processo, foi criada em 2006, no âmbito da atividade de comercialização, uma área focada em relacionamento com o cliente, cujos profissionais são treinados para atender às necessidades dos Consumidores Livres.

As iniciativas da Companhia no desenvolvimento de sua área de *marketing* tiveram início em 2002 e suas atividades atualmente tem o objetivo de: (i) assessorar a diretoria de comercialização e negócios na definição de políticas e estratégias para a conquista e manutenção de clientes, por meio da gestão do "Programa de Relacionamento"; (ii) desenvolver estratégias e pesquisas visando identificar segmentos atrativos para o desenvolvimento de soluções para Consumidores Industriais e características desejadas de produtos; (iii) efetuar análises das condições e identificação das tendências do mercado, visando fornecer subsídios para as atividades de comercialização; e (iv) desenvolver atividades de *marketing* associadas aos projetos desenvolvidos pela Companhia.

Atualmente, a área de *Marketing* da Companhia tem como principais responsabilidades a elaboração do "Plano de *Marketing*", que contempla as principais orientações estratégicas para atuação no ambiente de contratação livre e a coordenação do "Programa de Relacionamento com o Cliente", instrumento fundamental para a fidelização de clientes, conforme descrito no item "Relacionamento com Clientes" acima.

Política de Crédito, Inadimplência e Cobrança

A Companhia adota um conjunto de ações e políticas que visam prevenir a inadimplência de seus clientes. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia não possuía, em todo o seu histórico, qualquer registro de inadimplência por qualquer de seus clientes, exceto as pendências relacionadas à liquidação das operações de curto prazo, tanto no âmbito do antigo MAE, por conta de ações judiciais, quanto no âmbito da CCEE referente a liquidação financeira das operações referentes ao mês de janeiro, liquidadas em março, devidamente provisionadas ou contabilizadas em PDD, conforme o caso.

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, principalmente dos Consumidores Industriais.

O processo de análise de crédito tem início com o estudo, pela área de crédito da Companhia, de documentos e informações referentes à composição acionária de tais clientes, número de empregados, referências comerciais, principais clientes e fornecedores, entre outros itens. Após o processo de análise dos dados, a área de crédito da Companhia classifica a capacidade de crédito dos potenciais clientes com base em um *ranking* que leva em consideração diversos índices financeiros e não financeiros.

Com base nessa classificação, a área de crédito recomenda a aprovação ou não da proposta apresentada pelo cliente e, em caso positivo, o limite de crédito a ser concedido para tal cliente e a garantia a ser solicitada para minimizar eventuais riscos de inadimplência, se for o caso.

Para determinação do limite de crédito e eventuais garantias a que estarão sujeitos os potenciais Consumidores Industriais, o primeiro critério considerado pela área de crédito da Companhia refere-se à confiabilidade dos dados apresentados nos balanços de tais clientes. Assim, no caso de empresas cujas contas não são objeto de análise por auditores independentes, a concessão do crédito dependerá, obrigatoriamente, da apresentação de garantias, tais como Carta de Fiança ou *Corporate Guarantee*.

Os potenciais Consumidores Industriais cujos balanços são objeto de auditoria independente, por outro lado, estão sujeitos a um limite máximo de fornecimento de energia correspondente a 7% do respectivo patrimônio líquido do cliente considerando-se três meses de faturamento. No caso de fornecimento para Consumidores Industriais do mesmo grupo, para fins de determinação do limite máximo de energia a ser fornecida é considerado o patrimônio líquido do grupo todo.

Com relação a venda de energia para Distribuidoras, a Companhia não pratica a análise de crédito nem o limite de venda, uma vez que os contratos com esses agentes, no modelo atual do setor elétrico, são pactuados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, por meio dos leilões de energia formatados pela ANEEL e de acordo com as diretrizes do MME. Dessa forma, a análise de crédito se torna inócua dado que os vendedores, ao aceitarem participar do leilão, por definição aceitam o risco de crédito das Distribuidoras, qualquer que seja. Em virtude da ausência de histórico de inadimplência dos clientes da Companhia, a Companhia adota procedimento bastante simplificado com relação ao procedimento de cobrança dos seus clientes, o qual consiste, basicamente, na (i) emissão de nota fiscal e/ou fatura dentro dos prazos estabelecidos contratualmente; e (ii) instrução dos clientes para realização do depósito das prestações devidas em conta corrente de titularidade da Companhia.

No caso dos Consumidores Industriais, o prazo médio de faturamento é de no máximo 30 dias. No tocante às Distribuidoras e Comercializadoras, referido prazo é de, no máximo, 42 dias.

Provisão para Devedores Duvidosos

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia possuía provisão para devedores duvidosos no valor de R\$ 122 milhões, dos quais R\$ 12 milhões eram relativos a transações correntes no âmbito da CCEE e R\$ 110 milhões eram provenientes de inadimplência na 1ª liquidação de operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, realizada em 30 de dezembro de 2002. Tais créditos estão sendo objeto de negociações bilaterais entre a Companhia e os agentes inadimplentes. Em razão da incerteza de recebimento, em 31 de dezembro de 2008, o valor correspondente aos créditos era objeto de provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente da existência das ações relacionadas.

Patentes, Marcas e Domínios

Na data deste Prospecto, a Companhia não possuía patentes registradas em seu nome junto ao INPI. No mesmo período, a SUEZ Tractebel, controladora indireta da Companhia, era titular de três marcas “Tractebel Brasil”, registradas junto ao INPI, em diferentes classes de produtos e serviços, inicialmente válidas até 27 de abril de 2014, renováveis por períodos adicionais de 10 anos.

Na data deste Prospecto, a Companhia era titular de quatro nomes de domínio, entre eles, “tractebelenergia.com.br”. A marca “Tractebel”, que identifica a Companhia e distingue os serviços por ela prestados ao mercado consumidor, influencia diretamente as atividades da Companhia uma vez que, no entendimento da Companhia, inspira confiança e respeito.

Tecnologia da Informação

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era titular de um parque de Tecnologia da Informação com 110 servidores e 833 computadores distribuídos em sua sede, Usinas e no escritório de vendas localizado em São Paulo.

O ambiente computacional da Companhia, em 31 de dezembro de 2008, era composto por um ERP - *Enterprise Resource Planning* e diversos sistemas totalmente integrados, que garantiam a disponibilidade e integridade das informações corporativas e atendiam à totalidade do quadro funcional e aos principais processos da Companhia.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o custo operacional da área de Tecnologia da Informação da Companhia correspondeu a 0,43% do faturamento total da Companhia (receita bruta) contra 0,41% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 e 0,40% em 2006.

Entre os avanços realizados na área de Tecnologia de Informação da Companhia durante o ano de 2008, destacam-se:

- implantação de infra-estrutura para processamento de *software* de simulação de cenários, otimizando os recursos de Tecnologia de Informação para o aprimoramento do planejamento empresarial;
- implantação de novas e importantes funcionalidades no GCE, dando maior segurança e agilidade nas operações vinculadas à comercialização de energia;
- implantação da emissão de Nota Fiscal Eletrônica (NFe), item componente do Sistema Público de Escrituração Fiscal (SPED);
- implantação de toda a infra-estrutura de hardware e software para atendimento dos itens SPED Fiscal e SPED Contábil; e
- realização de expansão do módulo de “Clientes Online”, disponibilizando novos serviços aos clientes da Companhia.

Propriedades, Plantas e Equipamentos

O principal ativo da Companhia é o seu Parque Gerador que, em 31 de dezembro de 2008, era composto por 19 Usinas, sendo oito UHE, seis UTE e cinco usinas que utilizam fontes alternativas de geração de energia, instaladas nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Piauí e Ceará (não é considerada a UTE Seival). Das 19 (dezenove) Usinas em operação em 31 de dezembro de 2008, 17 pertenciam integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas Controladas, e duas eram operadas pela Companhia por meio dos Consórcios. Em 31 de dezembro de 2008, o valor contábil consolidado, líquido de depreciação, do Parque Gerador era de R\$ 6.638,3 milhões. Para informações adicionais, vide “Parque Gerador” nesta seção “Atividades da Companhia”.

Alguns dos imóveis e instalações essenciais utilizados pela Companhia para cumprir com suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão celebrados pela Companhia 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.

Além dos estabelecimentos e ativos indicados acima, vinculados às atividades da Companhia, destaca-se a sede da Companhia localizada na Cidade de Florianópolis, no Estado de Santa Catarina. Para informações adicionais sobre as questões ambientais relacionadas aos ativos supramencionados, vide "Aspectos Ambientais" nesta seção "Atividades da Companhia".

Aspectos Ambientais

A Companhia tem políticas e planos de gestão para o gerenciamento ambiental de suas Usinas e patrocina pesquisas para minimizar os impactos das suas atividades, controlar a emissão e deposição 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 UTE, 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 UTE 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. Adicionalmente, em abril de 2008, a Companhia foi autorizada pelo FATMA a utilizar a cinza do processo de combustão de Biomassa gerada no processo de geração de energia na Unidade de Co-geração Lages como fertilizante em culturas agrícolas e florestais.

No caso da produção de energia hidrelétrica, a Companhia tem 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.

Adesão a Padrões Internacionais Relativos à Proteção Ambiental

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia não era signatária de nenhum acordo, tratado ou compromisso de condutas que estabeleçam padrões internacionais relativos à proteção ambiental. No entanto, a Companhia adotava determinações do Grupo GDF SUEZ com relação à referidas condutas.

Licenciamento Ambiental

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia detinha todas as licenças ambientais exigidas pelos órgãos regulamentares estaduais e federais competentes para licenciar as atividades desempenhadas no âmbito do seu Parque Gerador, ou estava em processo de obtenção ou renovação de tais licenças.

Nos termos do parágrafo quarto do artigo 18 da Resolução CONAMA n.º 237/97, a renovação da Licença de Operação de uma atividade potencialmente poluidora deve ser requerida com antecedência mínima de, em regra, 120 dias da expiração do seu prazo de validade, ficando este automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente (se o pedido de renovação for efetuado tempestivamente). Em alguns Estados, conforme a regulamentação legal aplicável, referido prazo pode ser mais curto.

Nesse contexto, todas as renovações das licenças ambientais vencidas foram requeridas pela Companhia em observância ao prazo legal, sendo que os pedidos de renovação encontravam-se em análise pelos respectivos órgãos ambientais competentes em 31 de dezembro de 2008. Assim, as licenças permanecem automaticamente prorrogadas até a manifestação definitiva dos órgãos ambientais competentes sobre os respectivos pedidos de renovação.

Além disso, ressalta-se que todas as condicionantes estabelecidas para as licenças ambientais da Companhia vêm sendo cumpridas. Contudo, a Companhia entende que algumas dessas condicionantes não são aplicáveis e, neste sentido, interpôs os recursos cabíveis aos órgãos de controle ambiental e, em 31 de dezembro de 2008, aguardava a análise dos mesmos.

Política de Meio Ambiente

As ações e atividades da Companhia são pautadas por uma política de meio ambiente adotada a partir de janeiro de 2001, cujas principais diretrizes seguem descritas abaixo:

Comprometimento. Para a Companhia, o respeito ao meio ambiente é componente fundamental de sua identidade e de seus valores.

Compreensão. A Companhia elabora estudos dos impactos de suas atividades ao meio ambiente com a finalidade de garantir eficiência na geração energética, preservação dos recursos naturais e controle dos riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.

Capacitação Técnica. A Companhia desenvolve programas de P&D objetivando a melhoria contínua dos seus processos, cumprindo as exigências de seus clientes, da sociedade e da evolução da legislação ambiental.

Compartilhar. A Companhia acredita na importância de divulgar seus objetivos e resultados ambientais a colaboradores, clientes, acionistas, associados e órgãos de meio ambiente, mantendo um diálogo aberto com a opinião pública.

Acidentes Ambientais

Em 2007, a Companhia completou um período de sete anos sem registrar a ocorrência de acidentes ambientais. Em dezembro de 2008, houve um acidente com um dos transformadores da UHE Salto Santiago, resultando no vazamento de 1.000 litros de óleo para o Rio Iguaçu. O Plano de Atendimento a Emergências da UHE Salto Santiago foi acionado e a Equipe de Proteção Ambiental, acompanhada pela Polícia Ambiental e pelo IAP, removeu o óleo vazado para o rio. Há monitoramento e controle ambiental no local continuado para a verificação da qualidade da água.

Relacionamento com a Comunidade e com o Meio Ambiente

Os Contratos de Concessão das Usinas que a Companhia opera são de até 35 anos e, portanto, a Companhia considera vital manter investimentos de longo prazo também no relacionamento com as comunidades locais e na preservação do meio ambiente em que está inserida.

Produção de Energia Sustentável

As diretrizes que norteiam os planos de gestão ambiental da Companhia e a fazem atuar sob os princípios do desenvolvimento sustentável estão em seu “Código do Meio Ambiente”, disponível no site www.tractebelenergia.com.br, que prevê o cumprimento das exigências dos órgãos ambientais, bem como a interação com as comunidades que vivem sob a influência das Usinas, cooperando com a melhoria da sua qualidade de vida. Tais diretrizes estão alinhadas às do Grupo GDF SUEZ, que estabelece rigorosas metas ambientais.

Todas as Usinas estão regularizadas junto aos órgãos licenciadores ambientais e suas atividades são desenvolvidas de forma a buscar a melhoria contínua de todos os seus processos. Para informações adicionais a respeito das licenças ambientais, vide “Licenciamento Ambiental” nesta seção “Atividades da Companhia”.

Programas Ambientais nas Usinas

UHE

Nas UHE, 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.

Na data deste Prospecto, todas as UHE do Parque Gerador da Companhia tinham 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 P&D.

Tais programas ambientais são desenvolvidos em conjunto com entidades das regiões onde se localizam as respectivas UHE, como a Universidade Federal de Santa Catarina, que atua nos programas relacionados aos reservatórios do Rio Uruguai, e a Universidade do Oeste do Paraná, que atua nos programas relativos às UHE do Rio Iguaçu.

A Companhia mantém, ainda, hortos florestais destinados à produção de mudas de espécies nativas para reflorestamento e recuperação das áreas degradadas e, nos últimos três anos, já promoveu o plantio e distribuição de mais de 880 mil mudas de espécies nativas, nas regiões de influência das UHE.

UTE

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.

Todas as UTE da Companhia possuem equipamentos de retenção de partículas em suas chaminés e utilizam combustíveis (carvão e óleo) com menor teor de enxofre, reduzindo as emissões de dióxido de enxofre na atmosfera. Como exemplo, pode-se citar a eficiência dos precipitadores eletrostáticos do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da UTE Charqueadas, que permitem o controle de quase 98,5% da poluição. Quanto aos resíduos sólidos, 100% das cinzas leves são comercializadas com a indústria cimenteira e as pesadas encaminhadas às minas de carvão.

Para evitar a poluição das águas, as UTE 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 UTE 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, localizada na cidade de Lages, Estado de Santa Catarina, Brasil, possui economia baseada na indústria madeireira, que utiliza madeira proveniente de florestas plantadas. Para informações adicionais sobre a Unidade de Co-geração Lages, vide “Unidade de Co-geração Lages” nesta seção “Atividades da Companhia”.

O projeto tem como objetivo evitar as emissões de metano provenientes da decomposição anaeróbica de pilhas de resíduos de madeira (decomposição da Biomassa) por meio da combustão controlada pelo processo de co-geração, o qual gera simultaneamente eletricidade e energia térmica (vapor) a partir dos resíduos de madeira produzidos em diversas indústrias madeireiras, que de outra forma seriam dispostos de maneira inadequada no ambiente.

Em 23 de abril de 2006, o Projeto Lages foi oficialmente registrado junto ao Comitê Executivo da Convenção Quadro das Nações Unidas para a Mudança Global do Clima como sendo uma atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, e possibilita, portanto, a geração de créditos de carbono para comercialização e negociação pela Lages Bioenergética.

O projeto previa a geração de 220.439 Reduções Certificadas de Emissões - RCE por ano no período de 10 anos, compreendido entre 1º de novembro de 2004 e 31 de outubro de 2014. Em 20 de setembro de 2006, ocorreu a 1ª emissão de créditos de carbono, no total de 277.768 RCE geradas no período de 1º de novembro de 2004 a 31 de maio de 2006 e, em 9 de outubro de 2007, ocorreu a 2ª emissão de créditos de carbono, no total de 274.958 RCE geradas no período de 1º de junho de 2006 a 31 de maio de 2007. Na data deste Prospecto, haviam sido comercializados os seguintes montantes de RCE: (i) 190.000 RCE já emitidas, em 28 de dezembro de 2006, para a empresa japonesa The Chugoku Electric Power; (ii) 750.000 RCE (representando cerca de 40% do total de RCE a serem emitidas futuramente), em 18 de janeiro de 2007, as quais ainda serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014 para o Prototype Carbon Fund, fundo para a compra de RCE administrado pelo Banco Mundial; e (iii) 263.672 RCEs já emitidas, em 2 de abril de 2008, para a empresa Bunge Emissions Fund Limited.

Iniciativas de Preservação Ambiental

A Companhia desenvolve uma série de programas de monitoramento ambiental e ações para mitigar ou compensar os impactos decorrentes do uso dos reservatórios das UHE, em cumprimento à legislação ambiental. A Companhia procura, igualmente, ir além e agir de forma pró ativa na sustentabilidade da geração de energia de fonte limpa e renovável.

Pesquisa da Ictiofauna e Manejo Pesqueiro

O monitoramento e pesquisa da ictiofauna (peixes) e da qualidade da água dos reservatórios é realizado constantemente e normalmente em parceria com empresas e entidades de pesquisa das regiões de atuação da Companhia (i.e., locais em que opera UHE, como no Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Goiás).

A título exemplificativo, desde 1999, por meio de convênio celebrado com o IBAMA de Santa Catarina, a Companhia promove a reprodução de alevinos de espécies nativas para o repovoamento dos reservatórios das UHE. Além disso, a Companhia mantém outro convênio com o IBAMA para o repovoamento da bacia do Rio Uruguai (média de 1 milhão de alevinos por ano).

Embora o monitoramento da ictiofauna seja exigência do órgão regulador, o repovoamento dos rios é exemplo de ação voluntária da Companhia em consonância com sua filosofia de respeito ao meio ambiente.

Gerenciamento de Bacias Hidrográficas

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia participava voluntariamente dos comitês hidrográficos da sua área de concessão: Baixo Jacuí (Charqueadas – RS); Rio Ibicuí (Alegrete – RS); Rio Passo Fundo (Passo Fundo – RS); Rios Apuaê e Inhandava (Machadinho – RS); Rio do Peixe (SC) e Rio Jacutinga (Itá – RS); Rio Tubarão e Complexo Lagunar (Jorge Lacerda – SC).

Além disso, a Companhia era suplente do Conselho Estadual de Recursos Hídricos do Paraná. As discussões nesses comitês são importantes por tratarem de temas como o uso racional dos recursos hídricos e a importância do saneamento básico, dentre outros.

Manejo da Flora

Os impactos sobre a vegetação são compensados com a produção de mudas e o reflorestamento das bordas dos reservatórios. As ações contribuem para a manutenção da biodiversidade e controlam os processos erosivos e de assoreamento, além de proteger e reduzir a contaminação dos recursos hídricos.

As UHE Passo Fundo, Salto Osório, Itá e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda possuem hortos florestais onde são produzidas mudas da vegetação, as quais são utilizadas para recompor as bordas dos reservatórios, proteção de mananciais e instalações dos empreendimentos e, também, para doação voluntária. Para o desenvolvimento dessas atividades, a capacidade produtiva desses hortos é complementada com a produção de viveiros parceiros.

A doação voluntária de mudas de árvores frutíferas e ornamentais é geralmente feita para órgãos públicos e Organizações Não-Governamentais (ONG) das áreas das usinas.

Manejo de Parque

A Companhia iniciou, em conjunto com a FATMA de Santa Catarina, a implementação do projeto de infraestrutura relacionado ao plano de manejo para o Parque Fritz Plaumann. Referido parque, que é uma compensação ambiental situada em Santa Catarina pela construção da UHE Itá, possui 741 hectares e está localizado no município de Concórdia e sua cobertura vegetal está ameaçada por causa da ação indiscriminada das atividades agrícola, pecuária e madeireira.

Fiscalização e Administração do Entorno

O plano de uso e ocupação das águas e entorno dos reservatórios estabelece diretrizes e normas de atuação nas faixas de terras periféricas, as quais em sua maioria são áreas de preservação permanentes. O objetivo é regularizar o uso e a ocupação da água e do entorno dos reservatórios, combatendo o uso ilegal e impróprio.

Para garantir o cumprimento dos instrumentos normativos, todo reservatório conta com uma equipe de vigilância ambiental e sócio-patrimonial. No mínimo uma vez ao mês, essa equipe percorre toda a área para detectar se há algum problema ambiental ou invasão territorial. Os casos que envolvem questões patrimoniais são encaminhados à área jurídica da Companhia, após notificação extrajudicial ao invasor. No caso de ocorrências ambientais, o problema é encaminhado à Polícia Ambiental da região.

Controle da Poluição

A Companhia busca cada vez mais encontrar maneiras de impactar da menor forma possível o meio ambiente. Todas as UTE possuem equipamentos de retenção de partículas e adquirem combustíveis (carvão e óleo) com menores teores de enxofre, com a finalidade de reduzir as emissões de dióxido de enxofre na atmosfera.

Nas UTE, também é feito o monitoramento de emissões atmosféricas e qualidade do ar (SO_2 - dióxido de enxofre, NO_x - óxidos de nitrogênio, MP - material particulado) e relatórios periódicos são divulgados para as agências ambientais, prefeituras, câmaras de vereadores e promotorias públicas das cidades onde se localizam as plantas. Tais medidas fazem parte da política de transparência da Companhia.

É importante ressaltar a eficiência dos precipitadores eletrostáticos das UTE movidas a carvão mineral, que permitem o abatimento de no mínimo 98% da poluição emitida. Para evitar a poluição das águas, as UTE possuem sistemas de efluentes líquidos que operam em regime fechado, prevenindo o lançamento de efluentes nos rios da região. O monitoramento ambiental também verifica a qualidade da água dos rios do entorno.

Disposição de Resíduos

A produção de cinzas como principal resíduo sólido das UTE a carvão mineral requisitou o aprimoramento da destinação sustentada desse material. São dois os tipos de cinza produzidos: leve e pesado. Ao ser colocado na fornalha, o carvão entra em combustão espontânea, gerando, nesse processo, 43% de cinzas. O tipo leve é arrastado e o tipo pesado permanece no fundo da caldeira.

A cinza leve é pozolânica e vendida à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário na sua composição. Já as cinzas pesadas, como as geradas no Complexo Jorge Lacerda, são usadas na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão ou na recuperação de solo, que receberá mudas de reflorestamento. Por ter pH alto, esse tipo de cinza atua como neutralizador da acidez do solo. Cumpre notar que as cinzas pesadas têm sido empregadas em áreas degradadas de propriedades de terceiros de Capivari de Baixo, no Estado de Santa Catarina. Além disso, parte das cinzas de fundo de caldeira da UTE Charqueadas voltam à cava da mina de onde foi tirado o carvão mineral e parte são utilizadas na recuperação de área degradada.

A Companhia doou 380 mil m^3 de cinzas pesadas para a duplicação da BR 101, no trecho próximo ao Complexo Jorge Lacerda. Elas serão usadas como base para a pavimentação asfáltica da rodovia. Os esforços da Companhia em encontrar alternativas sustentáveis para a destinação das cinzas pesadas foram reconhecidos pela comunidade.

Reciclagem e Processamento de Resíduos

Todas as UTE da Companhia fazem triagem dos resíduos produzidos e encaminhamento dos mesmos para reciclagem. Observa-se que esse procedimento não é aplicável à UTE Seival, já que, em 31 de dezembro de 2008, não estava em operação.

Os resíduos perigosos (borras de tanque, tintas, etc.) são encaminhados para o co-processamento e são geralmente empregados como combustíveis no processamento da indústria de cimento. Já o óleo usado vai para o re-refino. Por meio do processo industrial, o óleo usado é transformado em óleo básico, principal matéria-prima da fabricação do lubrificante acabado.

Educação Ambiental

A Companhia procura estimular a educação ambiental abrindo suas Usinas à visita de estudantes e demais interessados. As visitas possuem caráter informativo (no tocante aos processos produtivos de energia e a importância do uso racional dos recursos naturais), além de servirem como canal de divulgação das ações ambientais da Companhia.

No período de 31 de dezembro de 2007 a 31 de dezembro de 2008, a UHE Itá, por exemplo, atendeu aproximadamente 40 mil visitantes e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em torno de mil pessoas. Já as UHE Salto Santiago e Salto Osório receberam aproximadamente 7,3 mil pessoas de aproximadamente 250 entidades diferentes.

Investimento nos Públicos Estratégicos

O projeto que leva oportunidade econômica e reorganização social à Vila Vermelho, na área da UHE Cana Brava, em Goiás, retrata a responsabilidade corporativa da Companhia.

Prêmios

A Companhia mantém uma série de programas de proteção, monitoramento e desenvolvimento sustentável das áreas relativas aos seus empreendimentos. Em razão do bom resultado da aplicação dos programas de proteção ambiental desenvolvidos pela Companhia, no ano de 2006, a Companhia recebeu o prêmio meio ambiente da Câmara de Comércio Brasil Estados Unidos da América, com o Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL da Unidade de Co-geração Lages.

Em 2007, a Companhia recebeu o prêmio “Top Of Quality Ambiental” da Ordem dos Parlamentares do Brasil pela geração de energia com certificação NBR ISO 14001:2004. No mesmo ano, a Companhia recebeu o Troféu Transparência, concedido pela ANEFAC em parceria com o SERASA e a FIPECAFI às empresas que divulgam o balanço patrimonial e demais relatórios contábeis de forma mais clara e precisa.

Em 29 de junho de 2007, foi concedido à UTE Jorge Lacerda o prêmio “Prêmio Brasil Ambiental” da Câmara de Comércio Brasil-Estados Unidos, em reconhecimento ao trabalho desenvolvido na recuperação de áreas degradadas no município de Capivari de Baixo, Estado de Santa Catarina, por meio da utilização de cinzas do carvão mineral.

Em 22 de janeiro de 2008, o Consórcio Machadinho recebeu o “2º Prêmio Brasil de Meio Ambiente” da AmCham Rio de Janeiro, na categoria Fauna e Flora, com o projeto “Sistema Agroflorestal Cambona 4”, que incentiva a produção de erva-mate na região onde está localizada a UHE Machadinho. Essa iniciativa gerou emprego e renda, preservou espécies nativas, incentivou a agricultura familiar e o desenvolvimento econômico da região. Atualmente, a erva-mate é plantada com outras espécies de árvores nativas com a finalidade de resgatar a vegetação natural das florestas da região em que a UHE Machadinho está instalada.

Em 2008, a Companhia recebeu o selo “Melhores no Brasil”, concedido pela Sextante Brasil, na área de Gestão do Capital Humano para o desenvolvimento sustentável. Cem empresas brasileiras participaram da pesquisa, mas apenas duas receberam a distinção. A Companhia atingiu 71% dos critérios de sustentabilidade. Além desse quesito, foram analisados: geração de valor para o negócio, saúde, segurança, treinamento e desenvolvimento, retenção, relações trabalhistas, equidade de distribuição de renda interna e especialização da equipe de Recursos Humanos.

Ainda em 2008, o Sr. Manoel Zaroni Torres foi reconhecido como o melhor presidente de empresas do setor elétrico brasileiro em 2008 pela Revista Institutional Investor. A revista pertence ao grupo editor homônimo, líder mundial e especializado em finanças internacionais, sediado em Nova York.

Outros Prêmios recebidos pela Companhia:

- Myron Zucker Student Design Contest - IEEE IAS, USA – 2006;
- Prêmio Investor Relations Brasil Awards 2006, na categoria "Maior Evolução em Relações com Investidores" – 2006;
- Prêmio Brasil Ambiental 2006 da Câmara de Comércio (Amcham Rio de Janeiro), na categoria especial Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, pelo trabalho realizado na Unidade de Co-geração Lages – 2006;
- Top of Quality Ambiental, da Ordem dos Parlamentares do Brasil, pela geração de energia com Certificação NBR ISO 14001:2004 – 2007;
- Troféu Transparência 2007 - promovido pela ANEFAC em parceria com o SERASA e a FIPECAFI – 2007;
- Prêmio da Câmara de Comércio Brasil-Estados Unidos – Prêmio Brasil Ambiental – 2007;
- 2º Prêmio Brasil de meio ambiente - UHE Machadinho - Projeto Sistema Agroflorestal Cambona 4 - 2007;
- *Market Friendly Company* – prêmio da revista Institutional Investor - concedido ao Diretor Presidente e ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores – 2007;
- Prêmio LIF 2008 (Câmara de Comércio França-Brasil), na categoria "Preservação do Meio Ambiente" para o case "Sistema Agroflorestal Cambona IV" concedido ao Consórcio Machadinho, à Companhia e à Apromate;
- Prêmio Brasil Ambiental 2008 - Câmara de Comércio Americana (Amcham-Rio), na categoria "Florestas", com o case "Sistema Agroflorestal Cambona IV" concedido ao Consórcio Machadinho, à Companhia e à Apromate;
- Prêmio Fritz Muller 2008 – Fatma/SC, na categoria "Áreas de Preservação", com o case "Parque Estadual Fritz Plaumann" concedido ao Consórcio Itá, à Companhia, à Ecopef e à Avipe;
- Prêmio Expressão de Ecologia 2008. Categoria: "Gestão Ambiental - Setor Energia", com o case: Programa de Gestão Sócio-ambiental das UHE Salto Osório e Salto Santiago;
- Prêmio Revista Conjuntura Econômica e Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (IBRE/FGV), na categoria "Melhor Empresa no Setor de Eletricidade 2007";
- 4º lugar entre as 100 maiores empresas de Santa Catarina, segundo a revista Amanhã e a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes;
- Reconhecimento pela gestão de pessoas. Selo Melhores no Brasil 2008, concedido pela Sextante Brasil, na área de Gestão do Capital Humano para o desenvolvimento sustentável.
- Menção Honrosa "Prêmio Ser Humano Oswaldo Chechia 2008", outorgado pela Associação Brasileira de Recursos Humanos, com o case "Clima na Tractebel Energia: Gestão Compartilhada";
- Prêmio CESS 2008, para o Programa de Comunicação Social da implantação da UHE São Salvador, vencedor da etapa regional Norte-Nordeste do Prêmio Aberje de Jornalismo Empresarial, da Associação Brasileira de Comunicação Empresarial; e
- Reconhecimento do Sr. Manoel Zaroni Torres como o melhor presidente de empresas do setor elétrico brasileiro em 2008, pela Revista Institutional Investor.

Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE

As ações da Companhia foram selecionadas pela quarta vez consecutiva para compor o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE, da BM&FBOVESPA, entre 1º de dezembro de 2008 e 30 de novembro de 2009. Referido índice avalia as empresas com base em suas ações de governança corporativa, desempenho social e ambiental e busca identificar as empresas socialmente responsáveis, sustentáveis e rentáveis para aplicação de recursos, denominados "investimentos socialmente responsáveis". De acordo com a BM&F/BOVESPA, tais aplicações consideram que empresas sustentáveis geram valor para o acionista no longo prazo, pois estão mais preparadas para enfrentar riscos econômicos, sociais e ambientais.

As 38 ações de 30 empresas participantes da nova carteira totalizam R\$ 384,7 bilhões, tendo o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE entrado em vigor no dia 1º de dezembro de 2008, com validade até 30 de novembro de 2009. Referido índice corresponde a 31,8% da capitalização total das 394 empresas com ações negociadas na BM&FBOVESPA. Essas 38 ações foram selecionadas dentre 51 empresas que responderam ao questionário desenvolvido pelo Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas de São Paulo (FGV-EAESP) e enviado às 137 companhias emissoras das 150 ações mais líquidas da BM&FBOVESPA.

Certificações

Na data deste Prospecto, as Usinas da Companhia, salvo as recém-adquiridas PCH Rondonópolis, PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, PCH Areia Branca, Parque Eólico Beberibe e Parque Eólico Pedra do Sal, haviam sido submetidas à auditoria para re-certificação NBR ISO e obtiveram êxito, recebendo os Certificados NBR ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004, ambas concedidas pela *Bureau Veritas Quality International – BVQI*, com validade até 23 de novembro de 2010.

A NBR ISO 9001:2000 certifica que a Companhia tem um modelo de gestão que atende aos requisitos de qualidade exigidos pelos seus clientes e, portanto, atesta a conformidade dos seus processos de operação e manutenção para a geração de energia elétrica, e a NBR ISO 14001:2004 define os requisitos para estabelecer e operar um sistema de gestão ambiental e, atesta, portanto, a responsabilidade ambiental.

Em 2008, a Companhia concluiu o diagnóstico para buscar a certificação na Norma OHSAS 18001, para atingir e sistematicamente controlar e melhorar o nível do seu desempenho no que se refere à saúde e segurança do trabalho.

Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

A Companhia, em conformidade com a Lei n.º 9991/00, investe anualmente 1% da sua receita operacional líquida em P&D. Por meio do “Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento”, a Companhia busca, juntamente com instituições de ensino e pesquisa, localizadas nas suas áreas de influência, soluções sustentáveis para as suas atividades ao mesmo tempo em que proporciona o desenvolvimento de pesquisadores, cientistas e conhecimento para o País.

Em 2006, foram investidos R\$ 5,8 milhões em P&D. Parte desse montante, correspondente a R\$ 2,4 milhões, foram investidos em 19 projetos aprovados pela ANEEL, sendo na sua maioria projetos voltados ao meio ambiente. Outros R\$ 2,30 milhões foram depositados no FNDCT, e outro R\$ 1,14 milhão foi para o MME, para custeio da EPE.

Em 2007, foram selecionados mais 30 projetos para investimento, somando mais de R\$ 7 milhões. Referidos projetos foram iniciados em julho de 2008, conforme aprovação da ANEEL. Outros R\$ 7,9 milhões e R\$ 3,9 milhões já foram depositados para o FNDCT e EPE, respectivamente.

Em 2008, foram investidos R\$ 3,5 milhões em P&D. Em dezembro de 2008, outros sete projetos de P&D foram encaminhados para a ANEEL, totalizando R\$ 26,5 milhões para investimentos nos próximos três anos. Para o FNDCT e EPE, foram depositados R\$ 11 milhões e R\$ 5,5 milhões, respectivamente.

Por força do Contrato de Concessão, até dezembro de 2005, a Companhia havia aplicado o equivalente a 0,25% da sua receita operacional líquida em P&D. Desde janeiro de 2006 e até 31 de dezembro de 2008, o investimento aumentou para o equivalente a 1% da receita operacional líquida, conforme requer a Lei 9.991/00.

Dentre os projetos, destacam-se:

- Aplicação de cinzas das UTE para a construção de casas populares;
- Descoberta de novas espécies de peixes no reservatório da UHE Passo Fundo;
- Reprodução em cativeiro de espécies de peixes em extinção;
- Desenvolvimento de tecnologia de controle ambiental nas UTE;
- Desenvolvimento de tecnologia inovadora de soldagem;
- Desenvolvimento de tecnologia para aumento da eficiência térmica de UTE; e
- Desenvolvimento de tecnologia para aproveitamento de resíduo da indústria madeireira para a geração de energia elétrica.

Além disso, alguns projetos desenvolvidos na Companhia já renderam à Companhia e às instituições de pesquisa prêmios importantes. Para informações adicionais sobre os prêmios recebidos pela Companhia, vide “Iniciativas, Programas Ambientais e Prêmios” nesta seção “Atividades da Companhia” deste Prospecto.

Seguros

A Companhia contrata apólices de seguro nas seguintes modalidades: (i) riscos nomeados e operacionais; e (ii) responsabilidade civil geral.

Nesse sentido, as principais coberturas da apólice de riscos nomeados e operacionais estão relacionadas aos danos físicos causados às propriedades da Companhia e aos casos de interrupção de negócio, dentre outras coberturas especificadas nas condições gerais da referida apólice. É válido ressaltar que, além da Companhia, estão incluídos como segurados adicionais: (i) o Consórcio Itá; (ii) o Consórcio Machadinho; (iii) Companhia Energética Meridional; (iv) a Lages Bioenergética; e (v) UHE Ponte de Pedra.

Por sua vez, a apólice de responsabilidade civil geral visa garantir a cobertura das quantias pelas quais a Companhia venha a ser considerada responsável civilmente, em sentença judicial transitada em julgado ou em acordo autorizado de modo expresse pela seguradora, relativa a reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros em decorrência dos riscos cobertos (danos pessoais e materiais). A vigência de referida apólice é anual e estão incluídos, além da Companhia, como segurados adicionais: (i) a CEM; (ii) o Consórcio Itá; (iii) o Consórcio Machadinho; (iv) Hidropower; (v) a Lages Bioenergética; (vi) a Ponte de Pedra; (vii) a Tupan; e (viii) Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda.

Nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, as despesas com prêmios de seguros foram de R\$ US\$ 3 milhões, US\$ 4 milhões e US\$ 6 milhões, respectivamente.

Embora a Companhia tenha contratado as apólices de seguro acima descritas, existem determinados tipos de risco que podem não estar cobertos pelas apólices (tais como guerra, caso fortuito e de força maior ou interrupção de certas atividades). Assim, na hipótese de ocorrência de quaisquer desses eventos não cobertos, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição ou reforma. Adicionalmente, não se pode garantir que, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto por suas apólices, o pagamento do seguro será suficiente para cobrir os danos decorrentes de tal sinistro.

Em 31 de dezembro de 2008, existiam três sinistros ainda não pagos, cujo montante total era de aproximadamente R\$ 10,1 milhões.

Empregados e Política de Recursos Humanos

Quadro de Pessoal

Em 31 de dezembro de 2008, o quadro de empregados da Companhia era composto por 941 empregados, com tempo médio de permanência na Companhia de 15,28 anos e idade média de 40,92 anos. No quadro abaixo, é possível identificar a distribuição dos empregados quanto ao (i) sexo; (ii) Estado da Federação em que trabalha; e (iii) grau de formação em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008		31 de dezembro de 2007		2006	
	E*	%	E*	%	E*	%
Sexo	941	100				
Masculino	819	87	800	87	788	87
Feminino	122	13	117	13	117	13
Estado da Federação						
Santa Catarina	640	68	626	68	629	70
Rio Grande do Sul	158	17	153	17	151	17
Paraná	96	10	94	10	93	10
Goiás	34	3	4	3	17	1
Mato Grosso do Sul	9	1	9	1	10	1
São Paulo	4	1	31	0	5	1
Formação						
Universitária	333	35	326	36	315	35
Curso Técnico – 2º Grau	375	40	347	38	311	34
Outros Cursos – 2º Grau	207	22	215	23	201	22
1º Grau Completo	26	3	29	3	78	9

*E = número de empregados

A tabela abaixo apresenta o número de empregados da Companhia em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, bem como sua divisão em funções administrativas e operacionais:

	Em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Número total de empregados	941	917	905
Administrativo	326	308	311
Operacional (usinas)	615	609	594

Renovação do Quadro de Pessoal

A Companhia, com o intuito de renovar seu quadro de pessoal, possui programas de estágios, *trainees* e realiza processos seletivos no mercado externo.

Terceirização de Mão-de-Obra

A gestão de serviços terceirizados na Companhia segue os princípios de sua Política de Terceirização, com foco no ganho de produtividade por meio da contratação de empresas especializadas, atendimento à legislação vigente, equilíbrio econômico e financeiro dos contratos, bem como a redução dos riscos decorrentes da terceirização.

A Companhia privilegia a contratação de prestadores de serviços ou mão de obra local nas áreas de abrangência das Unidades de Produção. As principais atividades terceirizadas são de manutenção, meio ambiente, combustível, vigilância, limpeza, informática, apoio e infra-estrutura.

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia tinha 672 funcionários terceirizados com contratos de prestação de serviço de longo prazo, ou seja, superiores a 12 meses.

De acordo com a política adotada pela Companhia, a contratação de terceiros deve observar os seguintes critérios:

- manutenção do foco da empresa nas atividades diretamente vinculadas ao seu negócio;
- ganho de produtividade através da especialização; e
- eliminação da ociosidade interna em atividades sujeitas a sazonalidade.

Saúde e Segurança

A Companhia tem como política adotar programas de prevenção de riscos de acidentes de trabalho e monitoramento periódico, por meio da encomenda de laudos técnicos externos 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.

Para a Companhia, a valorização do ser humano é uma premissa e, nesse sentido, a Companhia investe permanentemente no desenvolvimento de programas que fortalecem atitudes e comportamentos voltados para melhoria da saúde, qualidade de vida e segurança dos empregados. Tais programas buscam reduzir acidentes e doenças, diminuindo as situações e os comportamentos de risco aos empregados e terceirizados que realizam trabalhos nas dependências da Companhia. Além disso, é disponibilizado um forte programa de qualidade de vida que garante, entre outros benefícios, um clima organizacional que sustenta essa política.

A tabela abaixo apresenta dados relativos aos acidentes de trabalho ocorridos no Parque Gerador da Companhia, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008	2007	2006
Número total de empregados	941	917	903
Número de acidentes de trabalho	0	0	2
Percentual de empregados acidentados (%)	0	0	0,22

Participação nos Resultados

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006 e 2007, foram distribuídos aos empregados da Companhia, respectivamente, R\$ 12 milhões e R\$ 12,2 milhões como participação nos lucros. A distribuição em ambos os exercícios sociais foi proporcional à remuneração de cada colaborador e considerou o resultado de avaliações individuais de desempenho dos empregados.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, foram distribuídos aos empregados da Companhia R\$ 13,4 milhões como participação nos lucros do ano de 2007. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada colaborador e considerou o desempenho individual e o alcance das metas previamente estabelecidas.

Participação Acionária

Dos 921 empregados da Companhia em 31 de dezembro de 2008, 613 haviam aderido ao SPRING – 2005, programa de compra facilitada de ações do Grupo GDF SUEZ. O programa é direcionado exclusivamente aos colaboradores e é oferecido a cada 2 anos, com o propósito de estimular a coesão e o senso de pertencer ao Grupo GDF SUEZ, ao mesmo tempo em que permite que os empregados se beneficiem diretamente com os resultados da Companhia.

Plano de Previdência Privada

A Companhia, por meio da PREVIG e da ELOS, mantém plano de benefícios de previdência complementar para seus empregados. A PREVIG e a ELOS são entidades fechadas de previdência complementar, pessoas jurídicas de direito privado e sem fins lucrativos.

Os planos de benefícios patrocinados pela Companhia em ambas as entidades são dos tipos benefício definido e contribuição definida, sendo que na ELOS há somente na modalidade benefício definido.

Em outubro de 2002, a SPC aprovou a rescisão do convênio de adesão da Companhia com a ELOS e a transferência do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da referida rescisão, em razão das liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da Eletrosul, os participantes que entraram em gozo de benefícios até 23 de dezembro de 1997, bem como os participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, permaneceram no plano de benefícios administrado pela ELOS, sob a responsabilidade da Companhia, que paga 57% do valor das despesas administrativas da ELOS. O valor de tais despesas no ano de 2008 foi de aproximadamente R\$ 1,8 milhões.

Em 15 de maio de 2007, a Companhia celebrou acordos com a ELOS, PREVIG e Associação de Aposentados da Eletrosul visando o restabelecimento da adesão com a ELOS, permitindo aos participantes optarem por permanecer no plano da ELOS ou transferir-se para a PREVIG, tendo sido estabelecida a atuação da Companhia como patrocinadora em ambos os planos.

Em 31 de dezembro de 2008, o montante do passivo atuarial da Companhia reconhecido no balanço patrimonial era de R\$ 343,4 milhões, dos quais R\$ 130,6 milhões correspondiam a dívidas contratadas. A Companhia, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação CVM n.º 371/00, elegeu a metodologia de corredor para o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais. Dessa forma, as perdas atuariais acumuladas, de R\$ 156,7 milhões, não estavam registradas nas demonstrações contábeis. O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado pela Companhia anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 7,73 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está coberto por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e termo de acordo firmados pela Companhia com a ELOS e a PREVIG. A tabela abaixo apresenta a composição do passivo atuarial da Companhia em 31 de dezembro de 2008:

(R\$ milhões)	Controladora e Consolidado			
	31 de dezembro de 2008		31 de dezembro de 2007	
	Não			
	Circulante	Circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	17,7	112,9	130,6	137,9
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	1,9	2,2	4,1	4,8
Passivo atuarial não contratado	2,0	206,7	208,7	186,1
Passivo atuarial registrado	21,6	321,8	343,4	328,8

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC) do IBGE e sobre as mesmas incidem juros de 6% ao ano. A tabela abaixo apresenta o cronograma de realização dos valores contratados apresentados no passivo não circulante da Companhia em 31 de dezembro de 2008:

R\$ milhões	ELOS	PREVIG	Total
2010	16,6	2,1	18,6
2011	15,1	2,0	17,2
2012	12,5	2,1	14,6
2013	13,3	2,2	15,5
2014	14,1	1,7	15,8
2015 em diante	16,1	15,0	31,1
	87,7	25,1	112,8

Plano de Benefício Definido na PREVIG

O plano de benefício definido tem o regime financeiro de repartição e encontra-se fechado para novas inscrições de empregados da Companhia. Os benefícios relacionados a este plano são: (i) aposentadoria normal; (ii) aposentadoria antecipada; (iii) aposentadoria por invalidez; (iv) pensão por morte; e (v) abono anual.

A Companhia é responsável por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG vinculadas ao plano de benefícios por ela patrocinado. O valor das contribuições da Companhia foi de R\$ 9,1 milhões, de R\$ 10,7 milhões e de R\$ 8,9 milhões, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, respectivamente.

Plano de Benefício Definido na ELOS

O custeio do plano de benefícios é feito por contribuições dos participantes e da Companhia da seguinte forma: (i) os participantes ativos e os assistidos aposentados contribuirão com taxas que podem variar de 1,8% a 11,50% da parcela do salário real de contribuição, conforme definido do regulamento do plano; e (ii) a contribuição normal, mensal, da Companhia, será o dobro da contribuição dos empregados participantes.

Os benefícios previstos neste plano são: (i) complementação de aposentadoria por invalidez; (ii) complementação de aposentadoria por idade; (iii) complementação de aposentadoria por tempo de serviço; (iv) complementação de aposentadoria especial e do ex-combatente; (v) complementação de auxílio - reclusão; (vi) complementação de pensão; (vii) auxílio-funeral por morte de dependente; e (viii) abono anual.

O valor das contribuições da Companhia foi de R\$ 21,5 milhões, de R\$ 20,2 milhões e de R\$ 21,3 milhões, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, respectivamente.

Plano de Contribuição Definida na PREVIG

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG administra plano de contribuição definida patrocinado pela Companhia.

Neste plano, do qual faziam parte 93% dos empregados da Companhia (872 participantes) em 31 de dezembro de 2008, o custeio é constituído por contribuições dos participantes e da Companhia. A contribuição básica dos participantes é mensal, inclusive sobre o 13º salário, correspondente ao somatório das seguintes parcelas: (i) 2% aplicado sobre salário real de contribuição até o limite de 1 (uma) URP, conforme definida no regulamento; e (ii) 3% 5% ou 7%, conforme opção do participante, aplicado sobre a parcela que exceder ao valor de 1 (uma) URP. A contribuição da Companhia será um valor idêntico à contribuição básica do participante.

Os benefícios previstos neste plano são: (i) aposentadoria normal; (ii) aposentadoria antecipada; (iii) aposentadoria por invalidez; (iv) pensão por morte; e (v) abono anual.

O valor da contribuição da Companhia para este plano foi de R\$ 7,3 milhões, de R\$ 7,8 milhões e de R\$ 11,2 milhões durante os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, respectivamente.

Gratificação por Confidencialidade

Um dos benefícios oferecidos pela Companhia a seus empregados de carreira gerencial, quando do término do seu vínculo empregatício, é o pagamento de gratificações por confidencialidade no exercício de suas funções. No exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, a Companhia despendeu R\$ 300 mil, R\$ 181 mil e R\$ 525 mil, respectivamente, com gratificações por confidencialidade.

Outros Benefícios

Entre outros benefícios oferecidos pela Companhia, a seus colaboradores, destacam-se: (i) auxílio para recuperação da saúde concedido a todos os colaboradores e seus dependentes, com participação da Companhia em até 80%, com base em tabelas médicas, dos custos incorridos com assistência médica/hospitalar, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica, psiquiátrica, fisiátrica, radiológica, quimioterápica, laboratorial, órtese e prótese e assistência aos portadores de deficiência física e/ou mental incapacitante; (ii) seguro de vida em apólice coletiva contratada pela Companhia; (iii) ajuda de custo para empregados com filhos excepcionais; (iv) bonificação extra de 33,33% da remuneração mensal nas férias, além da remuneração obrigatória de 1/3 da remuneração mensal, conforme previsto na legislação trabalhista; (v) *ticket* refeição com participação do empregado de R\$ 0,01 do valor total; (vii) horários flexíveis para a carreira gerencial; (viii) transporte subsidiado em unidades descentralizadas; (ix) *check-up* anual para todos os colaboradores; (x) programa de ginástica laboral; e (xi) incentivo ao voluntariado.

Relacionamento com Empregados

A Companhia valoriza seus empregados promovendo programas de desenvolvimento e aprimoramento de pessoas, elaborados com base na igualdade de oportunidades e diversidade.

A Companhia envida esforços permanentemente objetivando desenvolver uma consciência coletiva de saúde e segurança do trabalho, respeito ao meio ambiente e responsabilidade social, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e o desempenho favorável de indicadores e resultados da organização.

A Companhia obteve reconhecimentos no mercado sobre este item, com o recebimento de diversos prêmios, entre eles (i) o “Prêmio Valor Carreira: As Melhores na Gestão de Pessoas”, por meio do qual a Companhia foi classificada como uma das 50 melhores empresas em gestão de pessoas, em pesquisa realizada pela empresa Hewitt Associates, em parceria com o jornal Valor Econômico; (ii) “Prêmio Nacional de Qualidade de Vida”, promovido pela Associação Brasileira de Qualidade de Vida, o qual objetiva estimular o desenvolvimento e a implantação de programas de qualidade de vida nas instituições e premia anualmente organizações e parcerias de sucesso que realizam ações específicas e inovadoras neste âmbito de atuação; e (iii) “ABRH – Gestão do Clima Organizacional - Osvaldo Checcia”, outorgado pela Associação Brasileira de Recursos Humanos, o prêmio visa reconhecer práticas que valorizam o ser humano dentro e fora das organizações, tendo premiado mais de 140 cases de sucesso em gestão de pessoas nos seus 16 anos de existência.

Além disso, orienta suas ações através do Programa de Gestão do Clima Organizacional, iniciado em 1999, responsável pela criação de vários novos projetos e pela melhoria de outros processos existentes.

Em 2008, dentre os resultados alcançados, os seguintes fatos merecem destaque:

- 96% dos empregados percebiam em alto grau a imagem de credibilidade e confiabilidade da Companhia;
- 95% dos empregados consideravam que a Companhia aplicava as Normas de Segurança do Trabalho;
- 91% acreditavam que a Companhia sempre buscava melhorar a qualidade de seus produtos e serviços;
- 95% viam a Companhia dedicada à proteção do meio-ambiente;
- 89% percebiam a constante atenção da Companhia às mudanças no ambiente externo;
- 88% dos empregados consideravam a Companhia uma das melhores empresas para se trabalhar;
- 87% estavam orgulhosos por trabalhar na Companhia; e
- 86% enxergavam o futuro com otimismo.

As políticas de gestão são aplicadas em outros projetos, como o Programa de Treinamento e Desenvolvimento, que tem foco no desenvolvimento das competências de lideranças e que influenciam, entre outros, o recrutamento e seleção e a avaliação de desempenho, ou seja, a gestão de carreira e sucessão dentro da Companhia.

Todos os 941 empregados são contratados sob o regime da Consolidação das Leis do Trabalho - CLT e a responsabilidade sobre as questões trabalhistas faz parte do âmbito da Diretoria Administrativa.

A Companhia possui normas internas escritas que proíbem a prática discriminatória e regulam os processos de admissão e promoção. Há também o Comitê de Ética, responsável pela identificação, orientação para encaminhamento de denúncias e solução de possíveis casos de discriminação no ambiente de trabalho. De 1998 até 31 de dezembro de 2008, não foi registrado nenhum caso de discriminação.

Tais normas proíbem expressamente, também, o trabalho infantil e o trabalho forçado, critérios esses que se estendem aos fornecedores, por meio de contratos.

A meta nessa área é buscar a implementação de sistemas de gestão que tem por objetivo promover a melhoria das relações e do ambiente de trabalho e estender o compromisso de responsabilidade social aos fornecedores. Esses sistemas de gestão tem como normas orientadoras a OHSAS 18001 e o AS 8000.

Relacionamento com Sindicatos de Empregados e Greve

A Companhia acredita que possui um bom relacionamento com os empregados e seus sindicatos, de forma que não há nenhuma greve ou parada significativa de suas atividades registradas em razão de relacionamento com sindicatos ou empregados. As principais entidades sindicais com os quais a Companhia mantinha relações em 31 de dezembro de 2008 eram: a Intersul, que representa os eletricitários; a Intersindical, que representa os administradores, economistas, contabilistas, técnicos e engenheiros; e o Sinsesc, que representa as secretárias.

Os acordos coletivos de trabalho atualmente existentes possuem vigência de um ano, contado a partir de 1º de novembro de 2008, sendo renovados anualmente. Dentre as principais cláusulas dos acordos coletivos de trabalho, com vigência entre novembro de 2008 e outubro de 2009, merecem destaque os seguintes benefícios: (i) vale-alimentação ou vale-refeição, estabelecido em 22 vales ao preço unitário de R\$ 28,00; e (ii) participação nos lucros e/ou resultados da Companhia, em valor anual individual correspondente a, em média, 2,8 remunerações mensais recebidas pelos empregados. Além disso, algumas cláusulas de conteúdo social estão inseridas no acordo coletivo de trabalho vigente, dentre as quais podem ser citadas (i) a concessão de vale-transporte, consoante critérios legais, mas com desconto dos empregados limitado a 1% da remuneração mensal por eles recebida; e (ii) a concessão de auxílio à recuperação de saúde, benefício concedido por convênio com a prestadora de serviços UNIMED.

Responsabilidade Social

Ações Sociais

A Companhia reconhece a magnitude de sua responsabilidade social e considera o envolvimento comunitário fundamental ao sucesso de seu negócio.

A busca por uma melhor qualidade de vida para empregados e comunidades localizadas no entorno de seus empreendimentos é um compromisso assumido pela Companhia, de forma que o processo de integração contempla e beneficia diversas instituições como hospitais, creches e entidades filantrópicas.

Desde 1998, a Companhia mantém programas de patrocínios e doações para entidades das comunidades em que está inserida. As ações têm sempre como foco as crianças em desvantagem social, a saúde, a educação e o meio ambiente. Com uma postura ampla, a Companhia participa de eventos comunitários, de parcerias com prefeituras e de ações de patrocínio nas atividades culturais e assistenciais.

Um bom exemplo é o Fundo de Desenvolvimento em implantação na região das UHE Serra da Mesa e Cana Brava, em parceria com o BID, Furnas e CPFL, para geração sustentável de renda para comunidades vulneráveis. Em 2008, foram apresentados para desenvolvimento por recursos deste Fundo de Desenvolvimento projetos para piscicultura, olericultura e agropecuária, que serão desenvolvidos em 2009. Sua gestão é do SEBRAE-GO e a coordenação do MME. Estão previstos aportes de capital equivalentes a US\$ 2,2 milhões, sendo a participação da Companhia de US\$ 300.000,00.

Projetos Sociais

A Companhia sente-se parte da comunidade onde está situada, sendo parceira e indutora do desenvolvimento econômico e social. Nesse sentido, a Companhia prioriza a participação em projetos que contribuam para a melhoria do bem estar da população. A participação da Companhia na comunidade ocorre por meio de três programas, quais sejam: Programa de Responsabilidade Social, Programa de Melhoria Ambiental e Programa de Desenvolvimento Cultural.

Informações adicionais sobre os principais projetos realizados ou apoiados pela Companhia podem ser encontradas na página da Companhia na internet (www.tractebelenergia.com.br). Dentre eles, em 31 de dezembro de 2008, se destacavam:

- Crescendo e Aprendendo (Entre Rios do Sul, Rio Grande do Sul): parceria com o Departamento de Assistência Social da Secretaria de Saúde e Bem Estar Social do Município no projeto social com adolescentes, por meio da doação de violões e custeio do transporte para os professores;
- Programa Junior Achievement (Florianópolis, Santa Catarina): suporte ao programa que visa desenvolver o espírito empreendedor entre jovens do ensino fundamental;
- Projeto Bombeiro Mirim (Minaçu, Goiás): programa sócio-educativo conduzido por profissionais nas instalações do Corpo de Bombeiros, que conta com o apoio de diversos segmentos da sociedade;
- Mostra de Cinema Infantil de Florianópolis (Santa Catarina): patrocínio pelo 7º ano consecutivo do evento, por meio de incentivos da Lei Rouanet, que visa desenvolver a formação cultural de crianças entre sete e 14 anos, com foco especial nas escolas públicas da região;

- Programa de Conscientização da Assistência Beneficente de Uso Indevido de Drogas – Cristo Rei (Florianópolis - Santa Catarina): apoio à realização de palestras de conscientização do uso de drogas, essencialmente junto ao público jovem de comunidades carentes;
- Projeto Múltipla Dança da Aliança Francesa (Florianópolis, Santa Catarina): patrocínio ao seminário internacional que articula diversos atores da comunidade artística de Florianópolis, no Estado de Santa Catarina, e da França, criando uma rede de difusão de conhecimento para o público em geral;
- Instituto Voluntários em Ação (Florianópolis, Santa Catarina): parceria no projeto de estadualização das atividades do instituto, por meio da criação de um portal na internet - www.voluntariosonline.org.br, em parceria com a Organização das Nações Unidas - ONU, portal virtual das Nações Unidas, com o objetivo de ampliar as perspectivas de participação, inclusive da área rural do Estado;
- Projeto Caeira 21 (Florianópolis, Santa Catarina): apoio ao Grupo de Trabalho Comunitário Catarinense - GTCC, cujo objetivo é retirar crianças e adolescentes das ruas, por meio da construção de salas para oficinas de artes, biblioteca comunitária e escola de informática;
- Ação Social e Cultural da Catedral (Florianópolis, Santa Catarina): suporte à restauração da Catedral Metropolitana de Florianópolis, patrimônio histórico, cultural e religioso dos catarinenses, mediante incentivos da Lei Rouanet;
- Feira da Esperança da Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais – APAE (Florianópolis, Santa Catarina): apoio a vários projetos dessa entidade, voltada a crianças excepcionais;
- Feira do Livro de Rua de Florianópolis e 1ª Feira Intermunicipal do Livro de São José (São José, Santa Catarina): suporte aos eventos promovidos pela Câmara Catarinense do Livro;
- Associação Catarinense de Conselhos Tutelares (Santa Catarina): apoio ao Congresso Sul-Brasileiro dos Conselhos Tutelares e Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente, com participação dos pais, professores, autoridades, e da sociedade civil e órgãos governamentais, em todos os níveis;
- Campanha do Agasalho (Santa Catarina): parceria com o Grupo RBS de Televisão, com mais de 400 mil peças arrecadadas nas regiões de Florianópolis e Criciúma em 2007;
- Cartilhas da Polícia Militar Ambiental (Santa Catarina): apoio na produção de cartilhas de educação ambiental voltadas ao público infantil com diferentes temas, como conservação ambiental, reciclagem de materiais, lixo, fauna, flora, aquecimento global e água;
- Sociedade Eunice Weaver – Educandário Santa Catarina (São José, Santa Catarina): apoio ao projeto educacional que atende 500 crianças de comunidades de baixa renda;
- Grupo AfriCatarina (Florianópolis, Santa Catarina): apoio ao programa gratuito de arte e educação para crianças de comunidades carentes; e
- Fundo da Infância e da Adolescência – FIA (Tubarão e Capivari de Baixo, Santa Catarina): apoio a projetos com crianças e adolescentes nos municípios de Tubarão e Capivari de Baixo.

Certificação

Dentre as metas da Companhia para o ano de 2009 está a obtenção da Certificação ABNT NBR 16001, relativa à responsabilidade social.

Investimentos Relevantes

Os principais investimentos da Companhia têm sido realizados em seu Parque Gerador e foram distribuídos da seguinte forma nos exercícios sociais indicados:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Manutenção e Revitalização	<i>(em milhões de reais)</i>		
UHE Salto Osório	11	13	14
Modernização dos Precipitadores Eletrostáticos das UTE Jorge Lacerda A e B	-	17	18
Manutenção geral da UTE Jorge Lacerda A, B e da UTE Charqueadas	16	19	20
Projeto Desox – Desulfurizador – UTE Charqueadas	12	-	-
Transformador Elevador – Reserva – UHE Salto Santiago e UTE Jorge Lacerda	6	-	-
Obras de adição	32	23	15
Unidade de Co-geração Lages	1	1	2
Obra da UHE São Salvador	289	303	-
Obra Usina Eólica Pedra do Sal	22	-	-
Obra UHE Areia Branca	11	-	-
Obra UTE Ibitiúva	10	-	-
Direito de compra de energia – Tractebel Energia Comercializadora	65	-	-
Total	475	376	69

Manutenção e Revitalização

O programa anual de manutenção e revitalização das Usinas corresponde a uma exigência do setor elétrico em termos de confiabilidade e desempenho, tendo absorvido investimentos pela Companhia da ordem de R\$ 216 milhões, nos anos de 2006, 2007 e 2008. Dentre os principais investimentos realizados recentemente, muitos dos quais ainda se encontram em andamento, destacam-se os mencionados abaixo.

Projeto de revitalização da UHE Salto Osório

Em 2004, a Companhia iniciou a execução de um projeto de revitalização da UHE Salto Osório, com previsão de investimento de aproximadamente R\$ 39 milhões. A revitalização contempla a reforma geral das Unidades Geradoras 1 a 4 e a reforma parcial das Unidades Geradoras 5 e 6, em um prazo de 50 meses.

As reformas das Unidades Geradoras 2, 3, 5 e 6 foram concluídas até 2006, totalizando R\$ 33 milhões de recursos investidos. A reforma geral da Unidade Geradora 4 foi iniciada em janeiro de 2007, tendo sido concluída em abril de 2007, totalizando R\$ 10 milhões de recursos investidos. Ainda em 2007, foi iniciada a reforma geral da Unidade Geradora 1, tendo sido concluída em março de 2008, com recursos investidos de R\$ 11 milhões.

Modernização dos Precipitadores Eletrostáticos nas UTE Jorge Lacerda A e B

Em 2005 e 2006, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, foram iniciadas as obras de modernização dos precipitadores eletrostáticos das Unidades Geradoras 1 a 4 da UTE Jorge Lacerda A e da Unidade Geradora 6 da UTE Jorge Lacerda B, perfazendo o montante de R\$ 40 milhões de recursos investidos, cujo término ocorreu em dezembro de 2007.

Manutenção Geral da UTE Jorge Lacerda A e da UTE Charqueadas

Em 2006, a Companhia realizou a manutenção geral da Unidade Geradora 2 da UTE Jorge Lacerda A e iniciou a manutenção geral da Unidade Geradora 4 da UTE Charqueadas e das Unidades Geradoras 1 e 3 da UTE Jorge Lacerda A, com recursos investidos da ordem de R\$ 30 milhões, que foram concluídas em 2007. Ainda em 2007, a Companhia realizou a manutenção geral da Unidade Geradora 4 da UTE Jorge Lacerda A e iniciou a manutenção geral das Unidades Geradoras 5 da UTE Jorge Lacerda B e 1 da UTE Charqueadas perfazendo o montante de R\$ 16 milhões investidos até 31 de dezembro de 2008.

Projeto Desox – Desulfurizador da UTE Charqueadas

Com o objetivo de reduzir as concentrações das emissões de dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e materiais particulados provenientes dos gases de combustão das caldeiras da UTE Charqueadas, a Companhia adota um sistema de limpeza de gases denominado “Projeto Desox”, cujo investimento, em 2008, foi de R\$ 12 milhões.

Transformador Elevador Reserva da UHE Salto Santiago e UTE Jorge Lacerda

Em 2008, visando aumentar a confiabilidade na geração de energia, a Companhia iniciou processo para aquisição de dois transformadores a serem utilizados como *back-up*, sendo um para a UHE Salto Santiago e o outro para as UTE Jorge Lacerda B e Jorge Lacerda C, tendo investido o montante total de R\$ 6 milhões até 31 de dezembro de 2008.

Conclusão da Unidade de Co-geração Lages

A Companhia, por meio da Lages Bioenergética, investiu cerca de R\$ 14 milhões de recursos na construção e conclusão de sistemas na Unidade de Co-geração Lages, nos anos de 2004 a 2006.

Conclusão da UHE São Salvador

Em 2007 a Companhia adquiriu o controle acionário da CESS, até então detido pelo Acionista Controlador (GFD SELA). O montante investido pela Companhia na construção da UHE São Salvador foi de R\$ 303 milhões em 2007 e de R\$ 289 milhões em 2008.

A UHE São Salvador iniciou suas atividades em 5 de fevereiro de 2009, sendo o primeiro empreendimento do ramo de energia a obter financiamento do PAC. O projeto obteve investimento no montante de R\$ 870 milhões e foi construído em tempo recorde de 32 meses.

Obras no Parque Eólico Pedra do Sal, UHE Areia Branca e UTE Ibitiúva

Em 2008, a Companhia adquiriu o Parque Eólico Pedra do Sal e a UHE Areia Branca e iniciou a construção da UTE Ibitiúva. O montante total investido pela Companhia na construção dessas três usinas, em 2008, foi de R\$ 43 milhões.

Obras de Adição

A Companhia investiu o montante total de R\$ 70 milhões nos anos de 2006, 2007 e 2008 em diversas obras de adição realizadas em suas usinas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança dos sistemas de geração, bem como a modernização dos mesmos. A seguir, encontram-se descritos comentários acerca das obras de adição:

Telemedição e Supervisão

Nos últimos anos, a Companhia investiu na implantação de importantes sistemas automatizados e teleprocessados, como o sistema digital de telemedição, a rede de oscilografia digital e o sistema de supervisão de usinas, os quais permitem a supervisão da operação das Usinas e do fornecimento da energia elétrica aos Consumidores Industriais, garantindo um controle mais eficiente dos parâmetros operacionais e o monitoramento da qualidade da energia entregue.

Em 2006, foi concluída a instalação do hardware de infra-estrutura dos sistemas de telemedição e supervisão de usinas, para aumento da confiabilidade, disponibilidade e atendimento aos critérios de segurança de sistemas de supervisão e controle estabelecidos para o Grupo GDF SUEZ.

Ainda em 2006, foram concluídas as obras de melhoria nos sistemas de proteção, medição e supervisão das Unidades Geradoras hidrelétricas e termelétricas mediante a instalação, nas Usinas, de relés, remotas, TC e TP, com investimentos no valor aproximado de R\$ 5,3 milhões.

A Companhia adquiriu, nos últimos anos, mais de 220 medidores digitais de energia elétrica para avaliação da qualidade da energia entregue aos seus clientes. Para possibilitar o gerenciamento à distância desses medidores de energia, foi implementada uma central de coleta automática de dados de medição das Usinas e dos Consumidores Industriais que adquirem energia da Companhia. Pioneiro em âmbito nacional, o sistema de telemedição implantado pela Companhia possibilita a geração, em tempo real, de relatórios, gráficos e patamares de geração individuais por medidor, possibilitando o acesso aos dados dos medidores de energia, geração bruta e consumo das Usinas, assim como da energia fornecida a Consumidores Industriais por meio da *intranet* da Companhia ou em sua página na *internet*.

O sistema de telemedição possibilita, ainda, a formatação, geração e envio de dados para a CCEE e o fornecimento de dados precisos para cálculos hidrológicos nas Usinas. Com a implantação desse sistema unificado de telemedição, as fontes de dados de geração de energia da Companhia foram centralizadas e uniformizadas, possibilitando a prestação de serviços adicionais de controle e acompanhamento da qualidade da energia fornecida aos clientes da Companhia, assim como a viabilização de cálculos de disponibilidade repassados à equipe de vendas e formação do banco de dados para cálculo de índices operacionais. Este sistema, assim como os demais, é objeto de permanente aperfeiçoamento e, a cada ano, incorpora novos recursos, informações e dados sugeridos pelos clientes nas pesquisas de satisfação realizadas anualmente e nas reuniões de análise e acompanhamento dos serviços prestados.

Rede de Oscilografia Digital

Nos últimos anos, a Companhia também investiu na aquisição de equipamentos e sistema de oscilografia digital, composto por registradores digitais de perturbação instalados nas usinas com o intuito de permitir que os dados sejam coletados e armazenados de forma centralizada na sede da Companhia.

A rede de oscilografia da Companhia permite acesso rápido às informações para análise de ocorrências operativas, e possibilita uma ampla divulgação de informações das proteções elétricas e do comportamento das Unidades Geradoras em situações de ocorrências na rede elétrica. Este sistema está em constante atualização, mantendo-se à frente dos demais instalados no País.

Durante as reuniões de análise de perturbações sistêmicas, coordenadas pelo ONS, os oscilógrafos digitais se consolidaram como um poderoso recurso de defesa dos interesses da Companhia pelo elevado grau de informação e detalhamento que apresentam.

Sistema de Supervisão de Usina

Nos anos de 2005 e 2006, a Companhia em conjunto com o ONS instalou nas suas Usinas mais antigas e consideradas estratégicas para o Sistema Elétrico, novos equipamentos de monitoramento remoto das variáveis necessárias à coordenação da operação do sistema elétrico, por parte do ONS.

Sistema de Cinza Úmida em Circuito Fechado

Em 2007, a Companhia iniciou a construção do Sistema de Cinza Úmida em Circuito Fechado da UTE Jorge Lacerda A, B e C, visando à otimização operacional do sistema de cinza relacionada aos aspectos ambientais e as exigências requeridas na legislação ambiental.

Direito de Compra de Energia – Tractebel Energia Comercializadora

Em 2007, a Companhia adquiriu, por intermédio de sua Controlada Tractebel Energia Comercializadora, o direito de compra de 150 MW médios para o período de 1º de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2023, o qual foi reconhecido no grupo “Permanente”, subgrupo “Intangível”.

Ofertas Públicas de Aquisição de Ações

A Companhia não efetuou nenhuma oferta pública de aquisição de ações e/ou outros valores mobiliários de emissão de outras sociedades por ações nos últimos três exercícios sociais, e até a data deste Prospecto.

Desinvestimentos Relevantes

O quadro abaixo apresenta os principais desinvestimentos realizados pela Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

Desinvestimento	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
	<i>(Valor líquido em milhões de reais)</i>		
Equipamentos desativados em função da reforma da Unidade Geradora 1 da UHE Salto Osório, painéis de comando do sistema de desmineralização da UTE Jorge Lacerda C e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	3	-	-
Equipamentos desativados em função da reforma da Unidade Geradora 2 da UHE Salto Osório; painéis de excitação e sistema de aquisição de dados e monitoramentos da Unidade Geradora 7 da UTE Jorge Lacerda C; sistema de iluminação da vila residencial da UHE Salto Osório, e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	-	-	16
Desativação do precipitador eletrostático da Unidade Geradora 3 da UTE Jorge Lacerda A e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	-	2	-
Desativação de valores capitalizados na UHE Itá em função de ressarcimento de seguradora.	-	2	-
Equipamentos desativados em função da reforma da Unidade Geradora 4 da UHE Salto Osório, painéis de comando da UTE Jorge Lacerda C e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	-	2	-

Projeto Jacuí

Dentre todos os desinvestimentos realizados pela Companhia nos últimos anos, o principal foi a venda do Projeto Jacuí, localizado no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul, o qual não se encontra contemplado no quadro acima. O valor residual líquido total dos ativos baixados em 2004, 2005 e 2006 foi de R\$ 34 milhões. Não há valores referentes ao valor residual líquido total dos ativos em 2007 e 2008.

O Projeto Jacuí caracteriza-se por um complexo de bens, que constitui parte substancial do acervo necessário para a conclusão da implementação de uma UTE movida a carvão mineral, com potência planejada de 350 MW. O Projeto Jacuí fez parte dos bens que compunham o ativo da Gerasul, quando de sua privatização e aquisição pela GDF SELA em 1998. As obras para a conclusão do Projeto Jacuí haviam sido iniciadas em 1985, por iniciativa do Governo Federal por meio da Eletrosul, e encontravam-se paralisadas desde 1991.

O Projeto Jacuí havia sido objeto de autorização por parte da ANEEL, em 1999, no âmbito do cumprimento às exigências previstas no edital de privatização da Gerasul, antiga denominação da Companhia.

Nos termos do contrato de venda, a compradora assumiu a responsabilidade de concluir o Projeto Jacuí. Para informações adicionais sobre a transferência do Projeto Jacuí à Eleja, vide “Contratos Diversos” desta seção “Atividades da Companhia”.

Novos Projetos

A Companhia regularmente avalia oportunidades, implementa e opera projetos relativos a UHE, UTE e unidades de co-geração tendo demonstrado sua competência na implantação e operação de projetos utilizando várias fontes de energia (hídrica, carvão, gás, óleo, biomassa e eólica).

A Companhia e o Acionista Controlador adotam estratégia que contempla, para grandes projetos hidrelétricos, 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 projeto é o Acionista Controlador. Após esta 1ª fase, o projeto é geralmente transferido para a Companhia.

Dessa forma, o projeto é desenvolvido fora da Companhia, o que, para a Companhia, elimina os riscos inerentes ao seu desenvolvimento. Outro benefício dessa estratégia é o grande know-how do Grupo GDF SUEZ em relação ao desenvolvimento desses projetos, aliado à sua capacidade financeira e de gestão, características que permitem maiores economias de escala na análise de novos projetos, maior alavancagem e poder de barganha. No momento da transferência para a Companhia, o projeto é avaliado por uma instituição financeira independente e transferido em condições de mercado. Os demais projetos são desenvolvidos internamente pela Companhia.

UHE São Salvador

Em 2007, a GDF SELA transferiu o controle acionário da CESS para a Companhia, que passou a ser a titular da concessão da UHE São Salvador, que tinha 243,2 MW de Capacidade Instalada e 148,5 MW médios de Energia Assegurada. O preço pago pela Companhia à GDF SELA foi de R\$ 304 milhões, à vista e em moeda corrente nacional, valor esse que será acrescido de R\$ 18 milhões caso ocorra a concatenação entre a data do início dos pagamentos relativos ao uso do bem público e o início do fornecimento de energia elétrica originalmente previsto para 2011 nos CCEARs.

Em outubro de 2006, a CESS (i) comercializou essa energia no 3º leilão de energia nova com Distribuidoras que participam do Ambiente de Contratação Regulada, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2011; e (ii) entregou ao consórcio construtor a ordem de serviço para início efetivo das obras da UHE São Salvador.

UHE Estreito

O projeto de construção da UHE Estreito, localizada no Rio Tocantins, na divisa dos Estados de Tocantins e Maranhão, é um dos maiores projetos de geração do Brasil, com Capacidade Instalada de 1.087 MW. O projeto é controlado pelo Consórcio Estreito, formado pela GDF SELA, Companhia Vale do Rio Doce, Alcoa Alumínio S.A. e Camargo Corrêa Energia Ltda., detentoras de participação equivalente a 40,1%, 30%, 25,5% e 4,4% no Consórcio Estreito, respectivamente.

No leilão de energia nova ocorrido em 16 de outubro de 2007, a GDF SELA vendeu 256 MW médios desse aproveitamento hidrelétrico a um preço de R\$ 126,57/MWh, a partir de 2012. A execução da obra encontra-se dentro do cronograma e a transferência do projeto para a Companhia está prevista para o ano de 2009.

A aquisição do projeto da UHE Estreito será efetuada com recursos próprios da Companhia.

UHE Ponte de Pedra

A aquisição da UHE Ponte de Pedra, concluída em 29 de abril de 2008, reafirmou a intenção da Companhia de manter a posição de maior Geradora privada de energia elétrica do Brasil, operando um Parque Gerador de 7.153 MW. A aquisição da UHE Ponte de Pedra foi efetuada por meio da Controlada Energia América do Sul.

UTE Seival

Um projeto de 340 MW está sendo desenvolvido para fornecer energia para o Brasil e/ou Uruguai a partir de 2013. Trata-se de uma usina a carvão que será abastecida por meio da reserva de Candiota, localizada na Região Sul do Brasil, que oferece carvão em abundância e ao menor preço por Unidade Térmica Britânica no País. Para acelerar o desenvolvimento da UTE Seival, a Companhia adquiriu, por meio da Controlada Delta Energética, o controle acionário da Seival, detentora dos direitos de um projeto termelétrico de até 540 MW na região. O investimento total aproximado desse projeto, incluindo linha de transmissão, é de US\$ 850 milhões.

Lagoa Formosa

A Companhia participou do 1º leilão de fontes alternativas de energia realizado pela ANEEL em 18 de junho de 2007, tendo vendido energia a ser gerada pela Usina Co-geração São João, um empreendimento a Biomassa de cana-de-açúcar com Capacidade Instalada de 70 MW, que seria desenvolvido por consórcio formado pela Controlada Lagoa Formosa e a Dedini.

Em agosto de 2007, a Dedini comunicou a transferência de seu controle acionário para a Abengoa Bioenergia e, concomitantemente, a rescisão do contrato de parceria para a construção e operação da Usina Co-geração São João. O valor da multa rescisória está sendo discutido judicialmente e a Dedini ficou com o compromisso da implantação da Usina Co-geração São João e entrega da energia. A sentença em primeira instância foi favorável à Companhia e, em 2008, a Companhia recebeu parte do valor incontroverso da causa relativo à multa contratual. Até 31 de dezembro de 2008, a Lagoa Formosa não havia exercido nenhuma atividade operacional.

UTE Destilaria Andrade

Em 31 de julho 2008, a Companhia e a Andrade Açúcar e Álcool S.A., empresa do grupo da do Grupo Açúcar Guarani S.A., concluíram negociações e celebraram os contratos para formação do Consórcio Andrade, visando a implantação da UTE Destilaria Andrade. Adicionalmente, um contrato foi negociado para a construção da UTE Destilaria Andrade com a Koblitz S.A., com cláusula resolutiva referente à venda da energia gerada pela UTE Destilaria Andrade no Leilão de Energia de Reserva.

Em 14 de agosto de 2008, foi realizado o Leilão de Energia de Reserva e a UTE Destilaria Andrade vendeu 20 MW médios de energia, a ser entregues por um período de 15 anos a partir de abril de 2010, ao preço de R\$ 158,11/MWh. A UTE Destilaria Andrade deverá ser construída a partir de março de 2009 na cidade de Pitangueiras (SP), devendo entrar em operação em abril de 2010.

PCH Rondonópolis e Engenheiro José Gelazio da Rocha

Em 8 de julho de 2008, a Companhia, por meio de Controlada Gama, assinou os contratos para aquisição (i) da Tupan; e (ii) da Hidropower. O fechamento da operação foi em 5 de dezembro de 2008, sendo que o preço da aquisição totalizou R\$ 240,9 milhões e o endividamento líquido dessas empresas alcançava R\$ 110 milhões em 31 de dezembro de 2007. A energia dessas PCH estava, em 31 de dezembro de 2008, vendida para a Eletrobrás no âmbito do PROINFA.

UEE Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca

Em 22 de dezembro de 2008, a Companhia, por meio de sua Controlada Gama, assinou os contratos para aquisição (i) da Eólica Beberibe; (ii) da Eólica Pedra do Sal; e (iii) da PCH Areia Branca.

A Beberibe, a Pedra do Sal e a Areia Branca eram detidas por sociedades controladas pela Eenergy International PLC, sociedade constituída e existente sob as leis da Ilha de Mann, cujo controle foi adquirido por meio de oferta pública realizada pela SELA BidCo Ltd., sociedade também constituída e existente sob as leis da Ilha de Mann, cujo controle indireto é exercido pelo Grupo GDF SUEZ. A totalidade da energia proveniente das usinas acima referidas estava, em 31 de dezembro de 2008, contratada com a Eletrobrás no âmbito do PROINFA.

O preço da aquisição das sociedades acima totalizou, aproximadamente, R\$ 200 milhões em 31 de dezembro de 2008, sendo atribuído o valor de R\$ 100,8 milhões à Beberibe, de R\$ 52,2 milhões à Pedra do Sal e de R\$ 46,8 milhões à Areia Branca. Assim, o endividamento líquido da Companhia totalizava, em 31 de dezembro de 2008, aproximadamente, R\$ 203,5 milhões, sendo R\$ 102 milhões relativos à Beberibe, R\$ 53,2 milhões relativos à Pedra do Sal e R\$ 48,3 milhões relativos à Areia Branca.

Outros Projetos

A Companhia estuda novas oportunidades de investimento, entre as quais a participação nos diversos leilões de energia promovidos pelo Governo Federal, competindo por empreendimentos hidrelétricos selecionados e ofertando empreendimentos termelétricos (a carvão e Biomassa) e eólicos em desenvolvimento.

Em conformidade com as diretrizes de sustentabilidade do Grupo GDF SUEZ, a Companhia estuda ampliar a participação de energias alternativas em sua carteira, por meio da viabilização de novos projetos de geração elétrica movidos a Biomassa (em parceria com relevantes grupos sucro-alcooleiros), combustíveis residuais, energia eólica, energia solar e maré-motriz. Adicionalmente, a Companhia estuda a viabilidade de investimento em usina movida a carvão, dedicada à exportação firme de energia elétrica, além da potencial venda no mercado brasileiro.

Contratos Relevantes

Em 31 de dezembro de 2008, à exceção dos contratos considerados relevantes descritos abaixo, a Companhia não era parte em quaisquer contratos que individualmente possam ser considerados relevantes e cuja renegociação isolada possa afetar de forma substancial os negócios da Companhia. Não obstante, a Companhia era parte diversos contratos de comercialização de energia elétrica, financiamento, com prestadores de serviços, com fornecedores, entre outros, os quais, quando considerados em conjunto, são relevantes para as operações da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum dos contratos descritos abaixo era objeto de renegociação entre os contratantes e a Companhia. Observa-se que, na hipótese de renegociação dos referidos contratos em termos e condições insatisfatórias e/ou desfavoráveis e/ou inadequadas às expectativas e interesses da Companhia em relação aos termos e condições previamente estabelecidos, tal renegociação poderá acarretar em perdas para a Companhia. Ademais, no que se refere aos contratos com prestadores de serviços e/ou fornecedores, na hipótese de sua renegociação, esta poderá acarretar ainda em atrasos na prestação de serviços.

Contratos de Concessão

Para informações sobre os Contratos de Concessão da Companhia, vide item “*Concessões e Autorizações*” nesta seção “Atividades da Companhia”.

Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

A energia da Companhia, desde o início da redução dos Contratos Iniciais, vem sendo contratada com Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Industriais. Desta forma, em 31 de dezembro de 2008, a Companhia apresentava, entre outros, o seguinte balanço de energia:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	<i>(em MW médios)</i>					
Recursos Próprios	3.311	3.393	3.580	3.617	3.617	3.617
+ Compras para Revenda	387	622	289	177	278	249
Recursos Totais (A)	3.698	4.015	3.869	3.794	3.895	3.866
Venda Leilões do Governo	1.081	1.298	1.446	1.701	1.702	1.702
+ Vendas Bilaterais	2.572	2.619	2.002	1.745	1.571	1.089
Vendas Totais (B)	3.653	3.917	3.448	3.446	3.273	2.791
Saldo (A-B)	45	98	421	348	622	1.075
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) *1	107,40	111,20	116,20			
Preço Médio de Compra (R\$/MWh) *2	112,00	113,00	105,30			

Notas: *1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/COFINS, P&D), referido a 31 de dezembro de 2008.

*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/COFINS, referido a 31 de dezembro de 2008.

O balanço está referenciado ao centro de gravidade, contemplando a energia gerada pelo projeto da UHE Estreito a partir do 4º trimestre de 2010..

O preço de venda da energia elétrica dos Contratos Bilaterais firmados pela Companhia é livremente negociado com os respectivos compradores e são reajustados, em sua maioria, pelo IGPM. Os Contratos Bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada

Leilões de Energia Existente

Em dezembro de 2004, a Companhia firmou CCEAR com Distribuidoras em decorrência do 1º leilão de energia existente promovido pela CCEE. Tendo em vista os baixos preços de venda de energia elétrica para entrega em 2005 e 2006, a Companhia vendeu apenas 10 MW médios, em contratos apenas para entrega de energia no período de 2007 a 2014, ao preço médio de R\$ 70,89 por MWh, referidos a janeiro de 2005.

Em abril de 2005, a subsidiária Tractebel Energia Comercializadora participou do 2º leilão de energia existente realizado pela CCEE, tendo vendido 150 MW médios neste leilão, com entrega de energia de 2008 a 2015, ao preço médio de R\$ 81,55 por MWh, com base no mês da realização do leilão. A CCEE realizou em outubro do mesmo ano os 3º e 4º leilões de energia existente, tendo a Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora participado apenas do 4º leilão, cujo fornecimento é relativo ao período compreendido entre 2009 e 2016. Os preços médios de venda alcançados pela Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora foram R\$ 93,03 por MWh e R\$ 94,96 por MWh, respectivamente.

Em 14 de dezembro de 2006, a CCEE realizou o 5º leilão de energia existente, do qual nenhuma subsidiária da Companhia participou. No 6º leilão de energia existente realizado pela CCEE, em 6 de dezembro de 2007, não houve negociação por falta de oferta e, consequentemente, nenhum montante foi contratado. O 7º e último leilão de energia existente, previsto para ocorrer em 28 de novembro de 2008, foi cancelado em razão de nenhum proponente vendedor ter aportado as garantias financeiras necessárias à sua participação no certame.

Para informações adicionais sobre os leilões de energia existente, vide "Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" na seção "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro" deste Prospecto.

Leilões de Energia Nova

Com relação aos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, a Companhia participou do 1º e do 2º leilões de energia nova, tendo o 1º leilão sido realizado em dezembro de 2005, por meio do qual foi vendida energia proveniente das UHE Itá e Machadinho, a R\$ 115,90 por MWh e R\$ 114,00 por MWh, em média, respectivamente. O período de fornecimento compreende o período entre os anos de 2010 e 2029.

Em junho de 2006 foi realizado o 2º leilão de energia nova, quando a Companhia vendeu energia elétrica proveniente da UHE Itá (220 MW), ao preço médio de R\$ 124,99 por MWh, cujo fornecimento ocorrerá entre 2009 e 2028. No mesmo leilão foram vendidos pela então Controlada CEM (posteriormente incorporada pela Companhia), para o mesmo período, 273 MW médios. O preço médio alcançado foi de R\$ 131,05 por MWh.

Em 10 de outubro de 2006, a CCEE realizou o 3º leilão de energia nova, do qual participou a Controlada CESS, tendo firmado CCEAR com entrega de energia de 2011 a 2040, ao preço médio de R\$ 112,90 por MWh. Os preços de todos os contratos vendidos nos leilões são atualizados pelo IPCA, conforme previsto nos respectivos editais.

O 4º, 5º, 6º e 7º leilões de energia nova, realizados pela CCEE em 26 de julho de 2007, 16 de outubro de 2007, 17 de setembro de 2008 e 30 de setembro de 2008, respectivamente, não contaram com a participação da Companhia ou de qualquer uma de suas controladas diretas ou indiretas.

Para informações adicionais sobre os leilões de energia nova, vide “Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico” na seção “Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro” deste Prospecto.

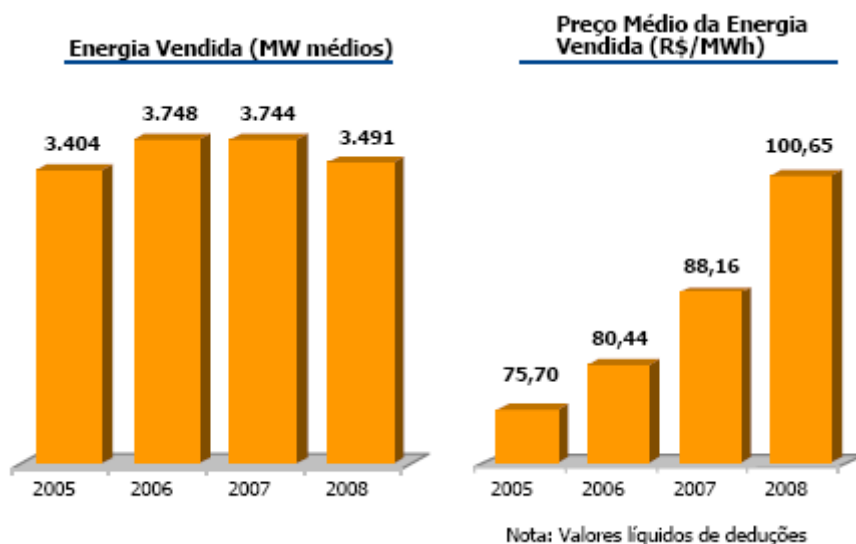
Leilão de Reserva

A CCEE realizou em 14 de agosto de 2008 o 1º Leilão de Reserva, onde o Consórcio Andrade vendeu 20 MW médios de energia elétrica, pelo preço de R\$ 158,11/MWh, de 1º de janeiro de 2010 a 31 de dezembro de 2024. A energia será proveniente da UTE Destilaria Andrade.

Leilões de Energia de Fontes Alternativas

Em 7 de dezembro de 2004, a CCEE realizou o 1º leilão de fontes alternativas de energia, do qual nenhuma Controlada da Companhia participou.

Os gráficos abaixo apresentam a energia contratada pela Companhia, bem como o respectivo preço médio nos exercícios sociais indicados:



Contratos Financeiros

Note Purchase Agreement

Em 29 de novembro de 1999, a Companhia emitiu 40.000.000,00 de Euros em "*Floating Rate Notes*" no mercado internacional, em regime de colocação privada, com vencimento em 30 de novembro de 2007 - "*Notes*", tendo o Citibank N.A. London atuado como agente emissor e pagador das *Notes*. As *Notes* eram remuneradas à taxa EuroLibor, acrescida de "*spread*" de 7% ao ano sobre o saldo devedor do principal, pagos em novembro de cada ano, sendo que a última parcela juntamente com o principal no final da operação, estava prevista para 30 de novembro de 2007. Na data prevista para seu vencimento, referidas *Notes* foram renegociadas, passando a ter prazo de oito anos e remuneração pela taxa EuroLibor, acrescida de "*spread*" de 2,75% ao ano sobre o saldo devedor do principal, a serem pagos anualmente. O pagamento do principal será efetuado em parcela única, com vencimento em 29 de novembro de 2015. Em 31 de dezembro de 2008, as *Notes* emitidas pela Companhia no mercado internacional eram integralmente detidas pelo BNP Paribas Luxembourg SA e seu saldo devedor era de R\$ 130 milhões.

Contratos de Confissão e Consolidação de Dívida

Em 28 de abril de 1997, a Companhia celebrou o "Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida" com a União, por meio do qual a Companhia confessou a dívida no valor total de R\$ 201.553.056,81, equivalente, em 1º de agosto de 1996, a US\$ 199.163.099,61, correspondente a obrigações externas decorrentes de contratos de empréstimo de médio e longo prazos celebrados junto a credores externos, não depositados junto ao Banco Central nos termos das Resoluções do CMN n.º 1.451/88 e 1.564/89, inclusive das parcelas com vencimentos posteriores a 31 de dezembro de 1993, objeto de permuta por bônus emitidos pela União, de acordo com as Resoluções do CMN n.º 98/92, 90/93 e 132/93.

Ao total da dívida confessada serão acrescidos atualização monetária e juros remuneratórios a taxas variáveis, conforme indicadas no contrato de confissão e calculadas sobre os saldos devedores diários previamente corrigidos conforme o tipo de bônus, além do pagamento de outros encargos como taxa de administração ao banco no qual os recursos da garantia descrita abaixo são depositados.

O pagamento do principal devido nos termos deste contrato deverá ser efetuado pela Companhia com três dias úteis de antecedência aos dias 15 de abril e 15 de outubro, respeitados os vencimentos iniciais, finais e únicos definidos para cada tipo de bônus, conforme indicado no contrato de confissão. Os juros remuneratórios serão pagos semestralmente, vencendo-se a 1ª parcela em 12 de outubro de 1994 e a última juntamente com a última parcela de principal do respectivo bônus. Em garantia às obrigações assumidas nos termos do contrato de confissão de dívida, a Companhia (i) constituiu caução em dinheiro, dos bônus de desconto (*Discount Bonus*) e bônus ao par (*Par Bonus*) equivalentes a US\$ 5.856.890,47 e US\$ 8.209.474,44, respectivamente; e (ii) cedeu e transferiu à União os créditos que forem efetuados em sua conta corrente em virtude de depósitos provenientes das receitas próprias, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos pela Companhia em cada vencimento de suas obrigações, nos termos do contrato de confissão de dívida. Para informações adicionais sobre o saldo da dívida vide "Endividamento - Detalhamento da Dívida – Dívida Garantida" na seção "Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia" deste Prospecto.

Contrato de Financiamento com a Eletrobrás

Em 16 de setembro de 1991, a Companhia celebrou Contrato de Financiamento com a Eletrobrás, no valor de R\$ 127.589.100,00, para utilização no financiamento da construção da UHE Itá. Sobre os valores de principal incidem juros remuneratórios à taxa de 10% ao ano, sendo que o pagamento dos valores de principal e juros será efetuado em 120 parcelas mensais pagas no dia 30 de cada mês, vencendo a última parcela em 30 de abril de 2011. Em garantia às obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, a Companhia (i) vinculou, em favor da Eletrobrás, o direito de recebimento de sua própria receita (valores vencidos e não pagos à Companhia); e (ii) emitiu, em favor da Eletrobrás, notas promissórias representativas das parcelas devidas nos termos do contrato de financiamento. Em 31 de dezembro de 2008, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato era de R\$ 68 milhões.

Contrato de Financiamento com o Banco do Brasil

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 milhões. Sobre o valor de principal incidem juros remuneratórios à taxa bruta de 10,935% ao ano e à taxa líquida (equivalente a 85% da taxa bruta) de 9,29% ao ano. Os valores de principal e juros serão pagos em 102 parcelas mensais e consecutivas, vencendo-se a última 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 direitos de crédito no valor de R\$ 9 milhões, decorrentes da venda de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2008, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato de financiamento era de R\$ 11 milhões.

Contratos de Financiamento com o BNDES

Em razão da incorporação da CEM em 28 de março de 2008, as garantias prestadas pela CEM ao BNDES no âmbito do “Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 98.2.654.3.3” e “Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures Não Conversíveis em Ações de Emissão da CEM n.º 98.2.654.3.1” foram substituídas por “Carta de Fiança” do Unibanco contratada pela Companhia em 19 de dezembro de 2007, no valor de R\$ 157 milhões, com validade até 15 de outubro de 2013. O “Primeiro Aditamento ao Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 98.2.654.3.3” relativo à incorporação foi celebrado em 8 de abril de 2008, por meio do qual a Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos direitos e obrigações desta, confessou e assumiu a dívida no valor de R\$ 78 milhões na data-base de 15 de janeiro de 2008. O “Segundo Aditamento ao Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures Não Conversíveis em Ações de Emissão da CEM n.º 98.2.654.3.1” relativo à incorporação foi celebrado em 8 de abril de 2008, por meio do qual a Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos direitos e obrigações desta, confessou e assumiu a dívida no valor de R\$ 77 milhões na data-base de 15 de janeiro de 2008.

Para informações adicionais sobre a dívida relacionada a este contrato, vide “Outras Considerações”, na seção “Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia” deste Prospecto.

Garantias em Contratos

Cartas de Fiança

Até 31 de dezembro de 2008, a Companhia havia entregado 21 cartas de fiança em garantia de suas obrigações decorrentes de contratos diversos, garantias estas no valor total de R\$ 287 milhões, dentre as quais se destacam as emitidas em favor do ONS em garantia às obrigações assumidas pela Companhia decorrentes dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, às obrigações referentes à Liquidação Financeira da CCCE, às obrigações dos contratos de financiamento e às obrigações dos contratos de compra de energia.

Contratos com Fornecedores

Contratos de Compra e Venda de Carvão Mineral

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Em 1º de janeiro de 2006, a Companhia e o Consórcio Catarinense de Carvão Energético – CCCE, constituído pelas empresas mineradoras filiadas ao Sindicato da Indústria da Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina – SIECESC, celebraram o contrato n.º DGT.NAJL.05.30204, que se destina a regular o fornecimento de carvão mineral tipo CE 4500, de produção nacional, para as UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. De acordo com o referido contrato, compete ao CCCE a execução de todas as atividades e serviços necessários à disponibilização do produto nos silos das caldeiras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em condições de consumo imediato, razão pela qual a transação de compra e venda ocorre sob regime de preço unitário. O prazo de vigência é de 60 meses, com início no dia 1º de janeiro de 2006 e término no dia 31 de dezembro de 2010, admitida a prorrogação ou renovação por igual período (portanto, até o dia 31 de dezembro de 2015), consoante o interesse das partes. Neste instrumento, a Companhia e o CCCE pactuaram o fornecimento da quantidade mínima de 200.000 toneladas mensais de carvão CE 4500 (totalizando 12.000.000 de toneladas no período contratual de cinco anos), sendo que este montante é integralmente reembolsável à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás. O preço do carvão CE 4500 é reajustado anualmente mediante aplicação de fórmula paramétrica específica e a venda de carvão CE 4500 pelo CCCE é efetuada em bases não exclusivas, facultada à Companhia a possibilidade de efetuar aquisições adicionais de terceiros na medida em que o CCCE revele-se incapaz de fornecer as quantidades incrementais que possam vir a ser demandadas pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

O preço unitário para 2009 é de R\$ 166,06 por tonelada, devendo ser reajustado na medida da disponibilização de todos os índices que compõem a fórmula paramétrica. Por fim, por meio de referido contrato, a Companhia exigiu e obteve o compromisso das empresas mineradoras constituintes do CCCE da implantação de Sistema de Gestão Ambiental – SGA e obtenção de Certificação NBR ISO 14001:2004 até o dia 30 de junho de 2008, sob pena de sua exclusão do consórcio. Os trabalhos de implantação do Sistema de Gestão Ambiental tiveram início a partir de junho de 2006, de acordo com os cronogramas particulares que foram estabelecidos pelas 10 empresas mineradoras constituintes do CCCE. Em 31 de dezembro de 2008, todas as empresas mineradoras constituintes do CCCE já haviam implantado o Sistema de Gestão Ambiental. No que se refere à obtenção de Certificação NBR ISO 14001:2004, em 31 de dezembro de 2008, todas as 10 consorciadas do CCCE já tinham obtido referida certificação.

UTE Charqueadas

Em 1º de janeiro de 2006, a Companhia e a COPELMI celebraram o contrato n.º DGT.NACH.05.30270, para regular o fornecimento de carvão mineral tipo CE 3100, de produção nacional, à UTE Charqueadas, competindo à COPELMI a execução de todas as atividades e serviços necessários à disponibilização do produto nos silos das caldeiras da UTE Charqueadas, em condições de consumo imediato, razão pela qual a transação de compra e venda ocorre sob regime de preço unitário. Seu prazo de vigência é de 60 meses, com término no dia 31 de dezembro de 2010, admitida a prorrogação ou renovação por igual período (portanto, até o dia 31 de dezembro de 2015), consoante o interesse das partes. Neste instrumento, a Companhia e a COPELMI pactuaram o fornecimento da quantidade mínima de 28.866 toneladas mensais de carvão CE 3100 (totalizando 1.731.960 toneladas no período contratual de cinco anos), sendo que este montante é integralmente reembolsável à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás.

O preço do carvão CE 3100 é reajustado anualmente mediante aplicação de fórmula paramétrica específica, define o valor a ser praticado no período compreendido entre os dias 1º de janeiro e 31 de dezembro de cada ano. A venda de carvão CE 3100 pela COPELMI é efetuada em bases não exclusivas, facultada à Companhia a possibilidade de efetuar aquisições adicionais de terceiros na medida em que a COPELMI revele-se incapaz de fornecer as quantidades incrementais que possam vir a ser demandadas pela UTE Charqueadas. O preço unitário fixado para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2009 é o mesmo praticado em 2008, equivalente a R\$ 77,49 por tonelada e deverá ser reajustado na medida da disponibilização de todos os índices que compõem a fórmula paramétrica. Por fim, por meio de referido contrato, a Companhia exigiu e obteve o compromisso da COPELMI da implantação de Sistema de Gestão Ambiental – SGA e obtenção de Certificação NBR ISO 14001:2004 até o dia 30 de junho de 2008, sob pena de rescisão do contrato.

Em novembro de 2006, a COPELMI iniciou os trabalhos relativos à implantação do Sistema de Gestão Ambiental, contratando a SMS Consulting Ltda. para apoiar o cumprimento da meta. Em janeiro de 2008, a COPELMI contratou a BSI Brasil Sistema de Gestão Ltda. como entidade certificadora. Em 31 de dezembro de 2008, a COPELMI já havia implantado o Sistema de Gestão Ambiental. No que se refere à obtenção da Certificação NBR ISO 14001:2004, em 31 de dezembro de 2008, a COPELMI já tinha obtido a referida certificação.

Contrato de Compra e Venda de Gás

UTE William Arjona

Em 10 de novembro de 2000, a Gerasul e a MSGás celebraram o contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE William Arjona. O suprimento deste insumo à MSGás é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao GASBOL.

Este contrato foi objeto de três aditamentos firmados, respectivamente, em 9 de abril de 2001 (ajuste de aspectos operacionais), em 2 de maio de 2002 (alteração da razão social da Gerasul para Tractebel Energia S.A.) e em 30 de abril de 2002 (ajuste de aspectos operacionais, inclusive face à ampliação da Capacidade Instalada). Em garantia às obrigações contratualmente assumidas, foram outorgadas cartas de fiança bancária em favor da MSGás e da Petrobras, emitidas por instituição financeira de primeira linha. Foi pactuado que o prazo de vigência deste contrato seria de cinco anos, contados a partir da data de início do fornecimento comercial (23 de maio de 2001), admitida sua prorrogação por período adicional de até cinco anos. Em fevereiro de 2006, antes do vencimento do prazo de vigência, apesar da Companhia e a MSGás desejarem renovar o contrato, a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGás à majoração dos preços que vinham sendo praticados, fazendo com que as negociações entre a MSGás e a Petrobras e, consequentemente, a Companhia não lograssem êxito, vindo a cessar.

Na data deste Prospecto, o fornecimento de gás natural para a UTE William Arjona ainda estava suspenso, mas a renovação do contrato de fornecimento entre a Companhia e a MSGás, bem como entre a MSGás e a Petrobras, havia sido determinada por decisão judicial, em observância aos parâmetros de preço e quantidade de gás estabelecidos no Programa Prioritário de Termelétrica. Desde a interrupção do fornecimento de gás natural à UTE William Arjona, em novembro de 2007, e até a data deste Prospecto, a Companhia tem comprado energia na CCEE para suprir o lastro de energia vendida, ou seja, compensar a redução da energia gerada na UTE William Arjona. Ainda, quando conveniente e necessário, a UTE William Arjona opera utilizando-se de óleo diesel como combustível, uma vez que possui essa flexibilidade. Em função (i) do alto custo de gás e óleo diesel; (ii) da disponibilidade de água nos reservatórios; e (iii) do limitado aumento no consumo esperado de energia, a Companhia não acredita que a UTE William Arjona vá gerar energia nos próximos dois anos.

Adicionalmente, os MW médios da UTE William Arjona não estão negociados por meio de contratos. Sendo assim, qualquer geração de energia pela UTE William Arjona será vendida no mercado *spot*, se este estiver alto o suficiente para justificar tal geração. Nesse caso, o impacto da venda nos resultados da Companhia seria bastante limitado, em razão do custo da geração.

Para informações adicionais sobre o processo judicial relativo à renovação do contrato de fornecimento referido acima, vide "Fornecimento de Gás Natural à UTE William Arjona" da seção "Pendências Judiciais e Administrativas" deste Prospecto.

Contratos de Compra e Venda de Óleo Diesel e Óleo Combustível

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Em 12 de dezembro de 2007, a Companhia celebrou com a Petrobras Distribuidora S.A. o contrato DGT. NAJL. 07.43489, destinado a regular o fornecimento de óleo combustível BPF A1 e de óleo diesel (combustíveis secundários) às UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no período compreendido entre os dias 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2008. O contrato foi executado e encerrado no prazo pactuado, tendo sido fornecidas 2,4 mil toneladas de óleo combustível e 2,4 milhões de litros de óleo diesel. Com relação ao suprimento desses insumos a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia optou por realizar compras pontuais, mensais (mantidos os quantitativos de 200 toneladas por mês de óleo combustível e de 200 mil litros por mês de óleo diesel, representativos das quotas reembolsáveis pela CDE) enquanto conclui estudos destinados à otimização da análise e do controle de pleitos de reajuste de preço. Até a data deste Prospecto, haviam sido conduzidos três processos de compra contemplando preços fixos, firmes e irrealizáveis junto à Petrobras.

UTE Charqueadas

Após o encerramento do contrato celebrado em 2005 com a Petrobras Distribuidora S.A. – Filial Canoas, a Companhia decidiu não mais firmar contrato para compra de derivados de petróleo para a UTE Charqueadas, situação esta inalterada em 31 de dezembro de 2008. A opção de realizar tomadas de preço, envolvendo, no mínimo, três potenciais fornecedores, tem permitido a aquisição de óleo combustível e de óleo diesel (combustíveis secundários) no mercado varejista a preços competitivos, destacando-se que esta prática é possível em razão das pequenas quantidades que são ali consumidas mensalmente. Todas essas aquisições são objeto de reembolso integral à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás.

Com relação ao fornecimento de óleo diesel e de óleo combustível tipo A1, a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia optou por realizar compras pontuais e mensais (de acordo com as quotas reembolsáveis pela CDE), enquanto conclui estudos destinados à otimização da análise e do controle de pleitos de reajuste de preço. Até a data deste Prospecto, haviam sido conduzidos três processos de compra contemplando preços fixos, firmes e irrealizáveis junto à Petrobras.

UTE William Arjona

Em 31 de janeiro de 2008, a Companhia e a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga – IPIRANGA celebraram o contrato UTWA.NAJL.08.44038 destinado a regular o fornecimento, sem caráter de exclusividade, de óleo diesel para a UTE William Arjona. Este contrato, que teve início em 1º de fevereiro de 2008, com prazo de 60 dias, prorrogáveis automaticamente até o fornecimento integral dos 42 milhões de litros de óleo diesel.

Posteriormente, o prazo de validade de referido contrato passou a ser indeterminado, até que fosse completado o fornecimento da quantidade então contratada (compatibilização do fornecimento com o perfil de despacho da UTE William Arjona). Em 1º de julho de 2008, o contrato foi aditado em razão da cisão, parcial, da a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga – IPIRANGA, ocorrida em 30 de abril de 2008,

com a consequente transferência, para a Alvo Distribuidora de Combustíveis Ltda. – ALVO, dos ativos de distribuição localizados nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Por meio deste aditamento, o contrato resultou sub-rogado, integralmente, à Alvo Distribuidora de Combustíveis Ltda. – ALVO, que assumiu plenos direitos e deveres no pólo contratual. Até 1º de julho de 2008, haviam sido fornecidos, pela a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga – IPIRANGA, cerca de 31,6 milhões de litros de óleo diesel à Companhia, sendo que o saldo de, aproximadamente, 10,4 milhões de litros foi transferido para a Alvo Distribuidora de Combustíveis Ltda. – ALVO, que forneceu 1.284 mil litros à Companhia até 31 de dezembro de 2008. Nos termos do contrato, o preço unitário do óleo diesel está sujeito aos reajustes praticados sob amparo legal, sendo vedada a repactuação em percentuais acima dos valores autorizados pela autoridade competente e/ou a utilização de qualquer índice econômico-financeiro ou taxa cambial para sua determinação.

Contratos de Compra e Venda de Biomassa

Unidade de Co-geração Lages

Em 31 de dezembro de 2008, a Biomassa necessária à operação da Unidade de Co-geração Lages era adquirida pela Companhia no mercado regional, por meio da celebração de contratos com prazos de até cinco anos, renováveis por igual período continuamente. A região na qual a Unidade de Co-geração Lages está inserida responde por cerca de 40% das florestas do Estado de Santa Catarina, o 4º Estado com maior área reflorestada do Brasil o que garante a disponibilidade de Biomassa para a operação da Unidade de Co-geração Lages a preços competitivos.

Contratos de Consórcio

Contrato de Constituição do Consórcio Machadinho

Em 15 de janeiro de 1997, a Companhia celebrou Contrato de Constituição do Consórcio Machadinho com 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 implantação e exploração do potencial energético da UHE Machadinho.

No primeiro trimestre de 2007, a Companhia adquiriu 2,8% de participação acionária da CELESC na MAESA, sociedade de propósito específico – SPE constituída para construir e explorar, por meio do Consórcio Machadinho, a UHE de Machadinho. Em consequência dessa aquisição, a Companhia aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%.

A Companhia é a consorciada líder do Consórcio Machadinho, com participação correspondente a 16,94% em 31 de dezembro de 2008, que corresponde também à participação da Companhia na Energia Assegurada da UHE Machadinho. A administração e a gestão do Consórcio Machadinho é realizada por um comitê gestor formado por representantes de todas as consorciadas. De acordo com o contrato de constituição do Consórcio Machadinho, a Companhia é responsável pela operação e manutenção da UHE Machadinho.

Contrato de Constituição do Consórcio Itá

Em 29 de agosto de 1995, foi celebrado o Contrato de Constituição do Consórcio Itá entre a Companhia e a Itasa, com participações correspondentes a 39,5% e 60,5%, respectivamente, em 31 de dezembro de 2008, para implantação e exploração do potencial energético da UHE Itá. A administração e a gestão do Consórcio Itá é realizada por um comitê gestor formado por um membro nomeado pela Companhia, três membros nomeados pela Itasa e seus respectivos suplentes. A Companhia é a consorciada líder do Consórcio Itá, sendo também responsável pela operação e manutenção da UHE Itá.

Contrato de Constituição do Consórcio Andrade

Em 31 de julho de 2008, foi celebrado o Contrato de Constituição do Consórcio Andrade entre Ibitiúva Bioenergética e Andrade Açúcar e Alcool S.A., com participações correspondentes a 71,17% e 28,83% respectivamente, para exploração da UTE Destilaria Andrade, que detinha 33 MW de Capacidade Instalada.

A Ibitiúva Bioenergética será responsável pela implantação da UTE Destilaria Andrade e tem como acionistas a Gama, a Mega Consultoria e Empreendimentos Ltda. e a Andrade Açúcar e Alcool S.A., com participações correspondentes a 76%, 19% e 5% respectivamente.

Contratos Comerciais

Contrato de Compra e Venda de Ativos com a Enersul

Em 3 de dezembro de 1999, a Companhia celebrou com a Enersul "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 se destaca o "Loan Agreement" celebrado entre a Enersul e o Deutsche Bank em 24 de setembro de 1998 ("Loan Agreement"), 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.

De acordo com referido "Contrato de Compra e Venda de Ativos", a Companhia assumiu, entre outras obrigações, a dívida contraída pela Enersul nos termos do "Loan Agreement", no valor de FRF 102.595000,00 e US\$ 1.680.396,00 de principal, além de US\$ 52.829,68 a título de juros devidos e ainda não remetidos ao exterior pela Enersul, e US\$ 262,25 a título de comissão de permanência. 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 1ª no oitavo dia após a data de conclusão do projeto objeto financiamento e a última em 8 de setembro de 2009.

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 31 de dezembro de 2008, o saldo devedor da Companhia nos termos do "Loan Agreement" era de R\$ 4.530.197,67.

Contratos com Partes Relacionadas

Para informações sobre os contratos e negócios da Companhia com partes relacionadas, vide seção "Operações e Negócios com Partes Relacionadas".

Outros Contratos

GE Hydro Inepar do Brasil S.A.

Em 19 de dezembro de 2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hydro Inepar do Brasil S.A. para a reforma das seis Unidades Geradoras da UHE Salto Osório, envolvendo a: (i) reforma geral das Unidades Geradoras de 1 a 4, e (ii) reforma parcial das Unidades Geradoras 5 e 6.

O prazo de execução é de 50 meses, tendo iniciado em dezembro de 2003 e com término previsto para fevereiro de 2008. A reforma das seis Unidades Geradoras foi concluída em 23 de janeiro de 2008, com a reforma da Unidade Geradora 1 (última unidade a ser reformada).

No final do período de garantia de 24 meses relativo a cada Unidade Geradora, desde que todas as pendências tenham sido solucionadas, a Companhia emitirá e entregará à GE Hydro Inepar do Brasil S.A. seu respectivo "Certificado de Aceitação Final". Ao final do último prazo de garantia e desde que todas as obrigações das Partes previstas no contrato tenham sido cumpridas, este será formalmente encerrado, com a emissão do "Termo De Encerramento Contratual" pela Companhia, o que deverá ocorrer a partir de 23 de janeiro de 2010.

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo devedor relativo ao referido contrato era de aproximadamente R\$ 1 milhão, decorrente das seguintes pendências de fornecimento e/ou garantia: (i) solução do problema de deslocamento entre espiras e entre espiras e quadros isolantes de pólos e do ranhuramento das escovas dos anéis coletores dos geradores 1 a 4; (ii) fornecimento de sobressalentes adicionais para o regulador de tensão e sistema de proteção das unidades geradoras; (iii) equacionamento das multas contratuais por atraso de cronograma de execução, e perdas e danos pré-fixados por atraso na conclusão dos fornecimentos; (iv) eliminação completa de pendências de montagem, comissionamento e entrega de documentos faltantes das unidades 1 a 6, conforme lista de pendências.

Eleja

Em junho de 2004 e julho de 2005, a Companhia transferiu 33,33%, em cada ano, dos bens vinculados ao projeto de finalização das obras do Projeto Jacuí à Eleja. 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 ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela Eleja, e de venda, pela Companhia.

Em 28 de março de 2006, a Eleja adquiriu da Companhia participação remanescente de 33,34%, passando a ser titular da totalidade do mesmo, mediante o exercício da 2ª das suas opções de compra previstas no contrato. Nos termos do contrato, a Eleja assumiu a responsabilidade pela conclusão do Projeto Jacuí. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia analisava ofertas para transferência de seus direitos relativos ao contrato de transferência com a Eleja para uma terceira parte, mediante a antecipação de pagamento, com a concessão de desconto sobre o saldo a receber da Eleja.

Estratégias da Companhia

A Companhia adota algumas posições que efetivam o seu compromisso de fornecer energia com qualidade e eficiência, dentro das diretrizes do conceito de desenvolvimento sustentável. Com isso, a Companhia define seu perfil de atuação no mercado, que tem como principal estratégia a identificação e administração dos impactos de seus empreendimentos, permitindo a realização de melhorias operacionais e aumento constante na qualidade dos serviços prestados associados à gestão e minimização dos custos ambientais e a melhoria da qualidade de vida da comunidade dos locais em que as Usinas da Companhia estão localizadas.

Após o racionamento de energia elétrica que ocorreu em 2001 e 2002, a demanda de energia elétrica tem crescido em torno de 4,4% ao ano, sendo constatada, portanto, a necessidade de investimentos na expansão do parque gerador brasileiro. Nesse sentido, a Companhia reafirma seu posicionamento competitivo no mercado brasileiro de energia elétrica, expresso por meio da sua presença em novas áreas de negócio, como a co-geração e os serviços de consultoria diversos, aproveitando sua experiência como operadora de plantas com diferentes portes, características e combustíveis.

Tanto o processo de expansão quanto à inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na estrutura organizacional e financeira do Grupo GDF SUEZ, e na experiência de seus administradores.

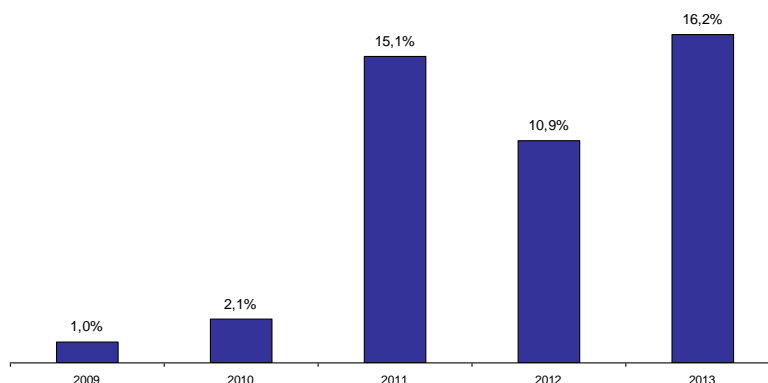
Nos próximos anos, a Companhia pretende desenvolver um conjunto de obras substanciais para preservar a qualidade de seus serviços e ampliar sua Capacidade Instalada, consolidando e ampliando sua atuação no mercado setorial.

Como principal estratégia de atuação, a meta objetivada pela Companhia é a diversificação de sua carteira de contratos, promovendo o crescimento de sua participação no mercado livre. Para tanto, a Companhia mantém o compromisso para com seus clientes e adota uma política de fidelização que, entre outras opções, possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor, mediante a celebração de contratos flexíveis.

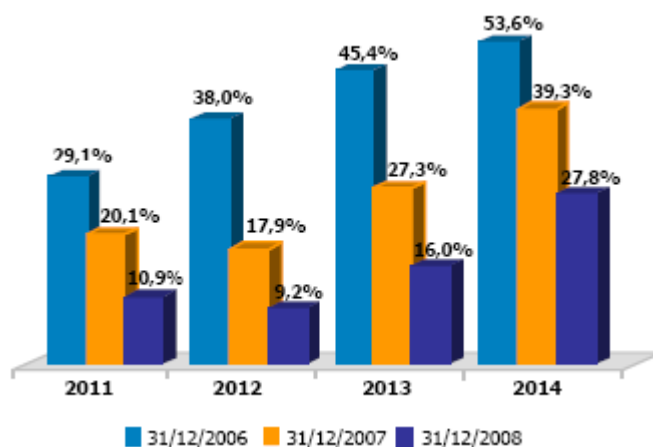
O principal objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas. Para atingir tais objetivos, a Companhia utilizará as seguintes estratégias:

Crescimento com Disciplina Financeira

A Companhia visa aumentar suas receitas de duas formas principais: (i) beneficiando-se de melhores preços; e (ii) aumentando seu Parque Gerador. A Companhia utilizou como estratégia ter substancial parte de sua Energia Assegurada descontratada a partir de 2009, quando segundo as previsões da EPE e mantidos apenas os projetos atualmente 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, o projeto relativo à UHE Estreito que está sendo desenvolvidos pelo Acionista Controlador, em conjunto com o Grupo GDF SUEZ, poderá adicionar 435 MW de Capacidade Instalada a Companhia. O gráfico abaixo indica a evolução, até o ano de 2013, do volume de energia descontratada da Companhia:

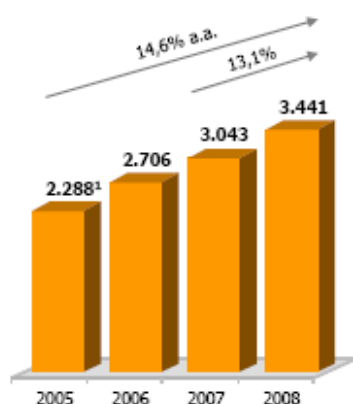


O gráfico abaixo indica a energia descontratada da Companhia para o período de 2011 a 2014 em relação à disponibilidade, conforme estimativas feitas ao fim dos anos de 2006, 2007 e 2008:

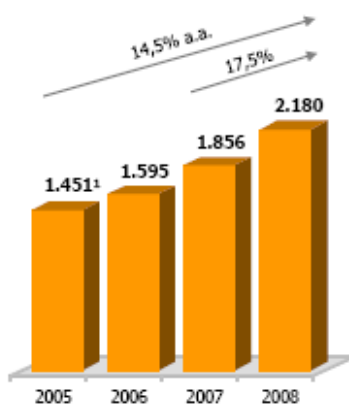


Os gráficos abaixo contemplam o EBITDA, a receita e o lucro líquido da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006, 2007 e 2008.

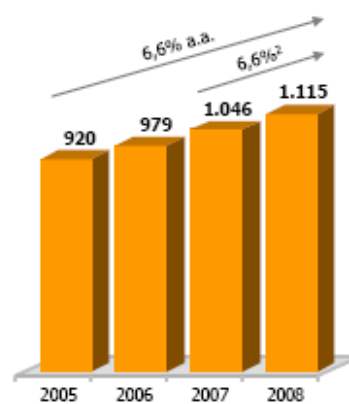
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDA (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



Nota:

¹ Considerando reclassificação contábil.

² Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes em 2007 e 2008, o lucro líquido teria crescido 13,2%.

O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização e. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

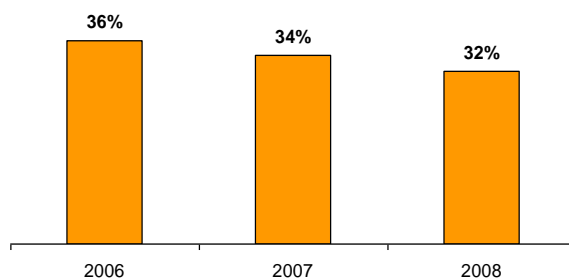
Maximização da Eficiência da Carteira de Clientes

Sua estratégia de comercialização permite à Companhia beneficiar-se de preços médios de venda consistentemente mais altos (preço médio de R\$ 47,4 por MWh em 2002 comparado com R\$ 107,40 por MWh em 2008). Esse resultado é fruto da combinação de foco em Consumidores Livres com o *track-record* único da Companhia 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 Consumidores Livres, uma vez que a contratação com este tipo de cliente possibilita a otimização da sua carteira 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 Companhia apresenta uma sólida performance operacional e índices de produtividade crescentes que permitem a melhora de suas margens operacionais continuamente.

A evolução da margem líquida da Companhia é refletida no gráfico abaixo, o qual contempla os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:



PENDÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

Pendências Judiciais

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era parte em diversas ações judiciais de natureza cível, ambiental, fiscal, previdenciária e trabalhista, bem como em processos administrativos. Referidas ações eram pulverizadas e nenhuma, isoladamente, envolvia montante relevante. Todas as contingências envolvendo a Companhia são registradas em um sistema próprio da Companhia e passam por uma análise para classificação do risco de perda da causa. A classificação de risco de perda de cada causa pode ser provável, possível ou remota. As ações classificadas como sendo de risco provável são automaticamente provisionadas contabilmente. Todas as ações são constantemente monitoradas e reavaliadas, sendo possível a reclassificação do risco.

As tabelas abaixo indicam, por objeto das ações, as provisões e os depósitos judiciais mantidos pela controladora da Companhia e consolidado nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	2008			Consolidado 2007			2006		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
R\$ milhões									
Tributárias									
Contribuição Social	15	(4)	11	14	(3)	11	12	(3)	9
INSS	30	(13)	17	26	(12)	14	24	(11)	13
	45	(17)	28	40	(15)	25	36	(14)	22
Cíveis									
Contratos com fornecedores	19	-	19	17	-	17	16	-	16
Doença ocupacional e acidente do trabalho	12	(1)	11	23	-	23	21	-	21
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	17	(17)	-	-	-	-	-	-	-
Ambientais	3	-	3	2	-	2	-	-	-
Ações diversas	16	(1)	15	10	(1)	9	5	-	5
	67	(19)	48	52	(1)	51	42	-	42
Trabalhistas	21	(11)	10	20	(18)	2	25	(22)	3
	133	(47)	86	112	(34)	78	103	(36)	67
Classificação no Balanço									
Circulante			10			10			11
Não circulante			76			68			56
			86			78			67

Além das ações classificadas como de risco provável de perda, há outras ações que, na avaliação dos consultores jurídicos da Companhia, não apresentam risco aparente e, por isso, não são reconhecidas nas demonstrações financeiras e provisionadas. Os montantes envolvidos em tais ações estão discriminados nas tabelas abaixo:

	31 de dezembro de 2006				
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
(R\$ milhões)					
Trabalhistas	10	11	21	4	17
Cíveis/Ambientais	34	13	47	-	47
Fiscais	136	15	151	127	24
	180	39	219	131	88

	31 de dezembro de 2007				
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
(R\$ milhões)					
Trabalhistas	11	12	23	5	18
Cíveis/Ambientais	31	13	44	3	41
Fiscais	273	26	299	142	157
	315	51	366	150	216

31 de dezembro de 2008				
Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
(R\$ milhões)				
Trabalhistas	12	12	2	22
Cíveis/Ambientais	42	11	5	48
Fiscais	360	28	154	234
	414	51	161	304

Fiscais

PIS e COFINS

A Companhia, em julho de 2005, impetrou mandado de segurança contra o Delegado da Receita Federal, 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 artigo 10 da Lei 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 1.598, de 26 de dezembro de 1977, o que implica ser a referida Instrução Normativa ilegal.

Dessa forma, a Companhia recolheu 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, no período de novembro de 2004 a maio de 2005, no valor de R\$ 42 milhões, atualizado até 31 de dezembro de 2008. No período de junho de 2005 a outubro de 2006, depositou os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao juízo onde tramita a ação, no montante total de R\$ 131 milhões, atualizado até 31 de dezembro de 2008.

Em virtude de previsão de decisão favorável do TRF da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em novembro de 2006. Em 11 de abril de 2007, o TRF concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade das Instruções Normativas n.ºs 468 e 658, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que se refere à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Companhia.

Em 6 de julho de 2007, a Companhia recebeu Auto de Infração Fiscal por não ter recolhido ou depositado, nem informado em Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais, os valores do PIS e da COFINS relativos aos meses de novembro e dezembro de 2006. O não recolhimento ou depósito dos valores não teria amparo jurídico segundo o entendimento da Delegacia da Receita Federal, mesmo estando em discussão judicialmente. Em 07 de agosto de 2007, a Companhia impugnou o Auto de Infração alegando que são indevidos os valores sob os mesmos fundamentos jurídicos sustentados no mandado de segurança impetrado em julho de 2005.

Na opinião dos consultores jurídicos contratados pela Companhia, 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 contingência atualizada, em 31 de dezembro de 2008, na controladora e no consolidado, era de R\$ 294 milhões, sendo que R\$ 164 milhões referem-se à contingência líquida dos depósitos judiciais acima mencionados (R\$ 93 milhões, em 31 de dezembro de 2007).

CSLL

Do valor total da provisão bruta, R\$ 15,1 milhões referem-se a auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil, em decorrência da Companhia ter compensado base de cálculo negativa de competências de 1989 e 1990 na apuração da contribuição social sobre o lucro líquido, na Declaração de Rendimentos da Pessoa Jurídica dos exercícios de 1996 e 1997. De acordo com a ementa do referido auto, a compensação de base de cálculo negativa de contribuição social sobre o lucro líquido só tem amparo legal a partir de 1º de janeiro de 1992. A Companhia entende que as instruções normativas que proibiram a utilização de bases negativas de exercícios anteriores são ilegais, uma vez que não há restrição a tal compensação na lei.

A autuação referente ao exercício de 1996 foi julgada desfavoravelmente à Companhia pelo Conselho de Contribuintes, com a respectiva baixa pela Delegacia da Receita Federal do Brasil em 26 de janeiro de 2009. Consequentemente, a provisão no valor de R\$ 8,2 milhões (R\$ 7,3 milhões em 31 de dezembro de 2007), bem como os depósitos vinculados ao processo, serão baixados no 1º trimestre de 2009.

Em relação à autuação do exercício de 1997, em 3 de fevereiro de 2009, a Câmara Superior de Recursos Fiscais declarou inexigível o crédito tributário, cancelando de forma definitiva o seu lançamento, em virtude da decadência do direito de constituição do crédito tributário pela Receita Federal do Brasil. A provisão no valor de R\$ 6,8 milhões (R\$ 6,1 milhões em 31 de dezembro de 2007) será revertida no 1º trimestre de 2009 e o respectivo depósito será resgatado após liberação da Delegacia da Receita Federal do Brasil.

Os R\$ 98 mil restantes se referem a multas moratórias não recolhidas em pagamento de contribuição social sobre o lucro líquido, com amparo no artigo 138 do Código Tributário Nacional, referente à denúncia espontânea.

INSS

As principais contingências relativas ao INSS são as seguintes:

- A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na notificação para as mencionadas competências e que o adicional de contribuição somente pode ser cobrado caso o empregado tenha direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. O Conselho de Recursos da Previdência Social, diante dos argumentos de defesa apresentados pela Companhia, decidiu converter o julgamento em diligência para a realização de perícia. Em 31 de dezembro de 2008, o valor provisionado era de R\$ 18,1 milhões (R\$ 16,1 milhões em 31 de dezembro de 2007).
- A Companhia também recebeu notificação do INSS em função de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a funcionários. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, alegando que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a Notificação Fiscal de Lançamento de Débito e o INSS foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. Em 31 de dezembro de 2008, a ação judicial encontra-se em grau de recurso no TRF devido à Apelação Cível interposta pelo INSS e o valor provisionado era de R\$ 8,3 milhões (R\$ 7,4 milhões em 31 de dezembro de 2007).

Cíveis

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia e suas Controladas eram parte em 1.010 ações cíveis (também consideradas as ações de natureza ambiental), que representavam, em 31 de dezembro de 2008, um passivo estimado de R\$ 120 milhões, dos quais R\$ 67 milhões foram provisionados por se tratarem de ações judiciais com risco de perda provável. Desse valor, R\$ 45 milhões foram provisionados diretamente pela Companhia e R\$ 22 milhões pela Ponte de Pedra e pela Controlada Itasa. Dentre as 1.010 ações cíveis, havia, em 31 de dezembro de 2008, 24 ações que foram remetidas para a justiça trabalhista por versarem exclusivamente sobre acidente de trabalho e doença ocupacional. Essas 24 ações representavam, em 31 de dezembro de 2008, um passivo estimado de aproximadamente R\$ 11 milhões, dos quais R\$ 8 milhões foram provisionados por se tratarem de ações judiciais com risco de perda provável.

Dentre as ações judiciais movidas contra a Companhia, merecem destaque em virtude do montante ou do objeto envolvido, as ações abaixo descritas:

Processos contra a Privatização

Processos contra a Cisão da Eletrosul e Alienação do Controle Acionário da Gerasul

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 GDF SELA que, em conjunto, questionam: (i) a reorganização societária da Eletrobrás e da Eletrosul, que resultou na criação da Gerasul (antiga denominação da Companhia); e (ii) a alienação do controle acionário da Gerasul, isto é, a sua privatização. Também em 1998, foram propostas três ações populares questionando a privatização da Gerasul.

Em novembro de 2001, foi proferida sentença de procedência na ação que requeria a anulação da cisão da Eletrosul e criação da Gerasul e, de conseguinte, anulando a cisão da Eletrosul e todos os atos decorrentes. A 2ª ação foi extinta sem julgamento do mérito sob o fundamento de que a decisão anterior levava à perda do seu objeto. Também em virtude da decisão na 1ª ação, o juiz extinguiu as demais ações populares, sem julgamento do mérito. As partes, no que foram sucumbentes, interpuseram recursos de apelação para o TRF da 4ª Região, os quais foram julgados favoráveis à Companhia, ou seja, na 1ª ação, a decisão de primeiro grau foi reformada e nas demais as decisões de extinção sem julgamento do mérito, foi mantida. Relativamente à 1ª ação, o Ministério Público Federal ingressou com recurso especial e extraordinário. Em 9 de dezembro de 2008, o STJ negou seguimento ao recurso especial interposto pelo Ministério Público Federal. Os autos foram remetidos ao STF para julgamento do recurso extraordinário. A 2ª ação transitou em julgado, eis que do acórdão não foi interposto recurso pelo Ministério Público Federal.

Não obstante, o desfecho desses processos pode demorar anos, na opinião dos advogados internos da Companhia. Pareceres jurídicos e decisões do Tribunal de Contas da União julgaram a lisura do processo de reorganização societária da Eletrosul 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 consequências de uma eventual e muitíssimo remota decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus nesses processos, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota. Os efeitos de uma decisão dessa natureza são complexos e difíceis de determinar, e envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Eletrobrás, a Eletrosul, a Companhia, a GDF SELA e terceiros, incluindo os investidores em valores mobiliários emitidos pela Companhia, os quais podem ser adversamente afetados. Ademais, não é possível estimar o valor envolvido nesses processos.

Ação de Rescisão Contratual

Ação Ordinária de Indenização ajuizada em 12 de novembro de 2001 pela CIEN em face da Companhia e da Eletrobrás, na qual a CIEN requer o reconhecimento do seu direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial e tributário previsto no “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica” firmado com a Companhia, bem como a rescisão de referido contrato por suposto descumprimento do mesmo pelas rés (Companhia e Eletrobrás). Tendo em vista a inclusão da ANEEL no pólo passivo da demanda, em 15 de março de 2007, os autos foram remetidos à Justiça Federal da 4ª Região. Em 23 de abril de 2007, foi determinado o sobrestamento do feito, conforme requerimento da CIEN. Em 31 de dezembro de 2008, o valor envolvido e provisionado era de R\$ 15 milhões.

Histórico do “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica” celebrado entre a Companhia e a CIEN

O “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica” foi celebrado em 5 maio de 1998, pela Companhia com a CIEN, com interveniência da Eletrobrás, de Furnas e da Eletrosul. O prazo de referido 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, por meio de interconexão de energia construída e operada pela CIEN, interligando o Brasil e a Argentina. 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 n.º 153/05 e, em 31 de março de 2005, a Resolução ANEEL n.º 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 regulamentação do setor, por insuficiência de lastro, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que levou a Companhia a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente com 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.

Ação Popular

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era parte na ação popular n.º 2002.34.00.009718-8, à qual estão apensadas outras duas ações civis públicas originárias de São Paulo (ações n.º 2002.34.00.028397-6 e n.º 2005.34.00.036479-8), cujo objeto é a declaração de nulidade de contratos firmados entre a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE e alguns produtores independentes para superação da crise de energia de 2001 ou, alternativamente, a condenação da ANEEL a modificar a citada resolução, passando os gastos de capacidade e aquisição de energia emergencial a serem incorporados como "Encargos de Serviços de Sistema" e rateados entre as empresas concessionárias, promovendo as compensações, créditos e débitos, nas contas dos consumidores afetados" e cujo valor envolvido ainda é incerto, tendo em vista o pedido formulado na petição inicial. De acordo com parecer fornecido pelos advogados externos da Companhia, a probabilidade de perda da demanda é possível. Não há provisionamento para esse processo. O processo encontra-se na fase instrutória.

Fornecimento de Gás Natural à UTE William Arjona

Além das ações descritas acima, todas ajuizadas contra a Companhia, merece destaque a ação ajuizada pela Companhia em face da MSGás e Petrobras, referente à renovação dos contratos relativos ao fornecimento de gás natural à UTE William Arjona.

Em 10 de novembro de 2000, a Gerasul e a MSGás celebraram o contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE William Arjona. O suprimento deste insumo à MSGás é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao GASBOL. Foi pactuado que o prazo de vigência de tais contratos seria de cinco anos contados a partir da data de início do fornecimento comercial (23 de maio de 2001), sendo admitida sua prorrogação por período adicional de até cinco anos. Em fevereiro de 2006, antes do vencimento do prazo de vigência, apesar da Companhia e a MSGás desejarem renovar o contrato, a Petrobrás condicionou a renovação de seu contrato com a MSGás à majoração dos preços que vinham sendo praticados, fazendo com que as negociações entre a MSGás e a Petrobrás e, conseqüentemente, a Companhia não lograssem êxito, vindo a cessar.

Em razão da possibilidade de interrupção do suprimento de gás natural à UTE William Arjona, a Companhia, em 19 de maio de 2006 ajuizou medida cautelar contra a MSGás e a Petrobras a fim de assegurar a continuidade do fornecimento de combustível nas quantidades necessárias e suficientes à adequada operação da usina. Nesta mesma data, foi deferida liminar determinando que as rés se abstenham de promover o corte no fornecimento de gás natural à UTE William Arjona. Em 20 de junho de 2006, Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGás e da Petrobras visando a renovação dos referidos contratos.

Em 20 de agosto de 2008, a ação ordinária ajuizada pela Companhia foi julgada procedente, determinando que os contratos de fornecimento e suprimento de gás natural celebrados entre a Companhia e a MSGás e entre a MSGás e a Petrobrás, bem como seus respectivos aditivos, sejam renovados por período adicional de cinco anos, com início em 23 de maio de 2006. Conforme sentença proferida em primeira instância, (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTE William Arjona em decorrência do presente litígio deverá ser acrescido ao final dos contratos, que terão encerramento proporcionalmente prorrogado; e (ii) o preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de Termoelectricidade.

A Petrobras interpôs Recurso de Apelação em face da sentença prolatada nos autos da ação ordinária. Atualmente, aguarda-se a apresentação de contra-razões para posterior remessa dos autos ao Tribunal de Justiça do Mato Grosso do Sul.

Ação Declaratória

Em 25 de março de 1995, foi ajuizada ação de declaratória em face da ELOS e da Eletrosul, por meio da qual requerem os empregados da Eletrosul (e participantes da ELOS) a declaração de nulidade do artigo 31, inciso IV, do Decreto 81.240, de 20 de janeiro de 78, para o fim de se restabelecer a regra constante no item 7.1. do Regulamento da ELOS n. 001/73, que não exigia nenhuma limitação ao salário de contribuição ou, alternativamente, por força da aplicação da cláusula "rebus sic standibus", que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de sua contribuição. A Companhia figura como assistente das rés, em razão da cisão parcial da Eletrosul, com a criação da Gerasul (antecessora da Companhia).

Em 15 de julho de 1997, a ação foi julgada procedente, declarando-se ineficaz o artigo 31, inciso IV do Decreto 81.240, de 20 de janeiro de 1978, bem como o item 4 da Resolução da Eletrosul (RD-06101/89), a fim de se restabelecer o direito dos autores de receber salário real de contribuição sem qualquer limitação. Os réus interpuseram recursos de apelação, os quais não foram providos, em 25 de março de 2001. Contra o acórdão que negou provimento aos recursos de apelação, a Eletrosul e a ELOS opuseram embargos infringentes, aos quais também não foi dado provimento. Ambas as partes interpuseram recurso especial e extraordinário. O recurso especial foi provido para o fim de anular o julgamento dos embargos infringentes, tendo sido considerado prejudicado o recurso extraordinário em razão da perda de seu objeto ocorrida pelo provimento do recurso especial. Em novo julgamento realizado, o Tribunal de Justiça de Santa Catarina não conheceu dos embargos infringentes. Contra esta decisão, foi interposto novo recurso especial pela Eletrosul, ELOS e Companhia.

Os autores iniciaram o cumprimento da sentença prolatada em primeiro grau. Em julho de 2004, a ELOS apresentou memória de cálculo informado que a Eletrosul, a Companhia e os participantes do fundo deveriam realizar aporte nos autos no valor de R\$ 4.530.013,94, R\$ 12.260.271,15 e R\$ 12.925.156,00, respectivamente. Os exequentes impugnaram os cálculos fornecidos pela ELOS, apresentando nova memória de cálculo no valor total de R\$ 7.034.662,59 a serem pagos pela Eletrosul. Os autos da ação de cumprimento de sentença encontram-se suspensos desde 11 de julho de 2005, em razão da interposição, pela Eletrosul, de recurso de agravo de instrumento, o qual pende de julgamento desde agosto de 2005. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de perda provável e o valor envolvido é de aproximadamente R\$ 34 milhões. Em 31 de dezembro de 2008, o valor provisionado pela Companhia para essa demanda era de R\$ 5,6 milhões. Em 2009, a Diretoria da Companhia decidiu iniciar negociações para buscar um acordo com os exequentes, razão pela qual a Companhia pretende provisionar, em suas demonstrações financeiras relativas ao período encerrado em 31 de março de 2009, a serem aprovadas e divulgadas em observância ao prazo legal, R\$ 16,4 milhões adicionalmente aos R\$ 5,6 milhões provisionados em 31 de dezembro de 2008, totalizando um provisionamento de R\$ 22 milhões especificamente para esta demanda.

Ambientais

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia tem provisionado o valor de R\$ 3,5 milhões relativos a dezesseis processos ambientais cujos objetos versam sobre reflorestamento de áreas de preservação permanente, construção de escadas de peixe e eclusas, além de outros danos causados pela construção e operação dos empreendimentos de geração da Companhia, conforme descrito abaixo:

Atualmente, a Companhia é ré em sete ações civis públicas que pleiteiam a recomposição das faixas de 100 metros das áreas de preservação permanente no entorno de alguns dos seus reservatórios de geração hidrelétrica. Tais ações foram propostas em 2007 e 2008 por municípios onde estão localizados esses reservatórios, sendo que os consultores legais da Companhia consideram possível o risco de perda para quatro das ações acima referidas e provável para as outras três ações. O valor total provisionado pela Companhia para as ações consideradas de risco provável é de R\$ 1,1 milhão. Todavia, em uma eventual condenação, a recomposição das áreas de preservação permanente dependerá de perícia técnica para a verificação da situação atual da vegetação do entorno.

Em três ações civis públicas o objeto é a solicitação de construção de escada de peixes e eclusas, movidas por municípios onde os reservatórios estão instalados. Essas ações são classificadas pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco possível e os valores provisionados são de R\$ 0,7 milhão.

O Ministério Público Estadual do Rio Grande do Sul propôs uma ação civil pública para a reparação de danos ambientais ocasionados pelo despejo de cinzas no Rio Jacuí, sendo a Companhia citada em 08 de dezembro de 1987. Em 20 de outubro de 2008, a Companhia requereu a juntada de documentos, estando o processo em fase de produção de provas. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco remoto.

Em 1998, o Ministério Público Federal e o Ministério Público Estadual do Rio Grande do Sul propuseram uma ação civil pública com o objetivo de controlar as emissões atmosféricas da UTE Jacuí. Neste processo, quando a concessão ainda era da Eletrosul, foi celebrado um Compromisso de Ajustamento onde foi acertada a redução das emissões atmosféricas das UTE São Jerônimo e Charqueadas para possibilitar a entrada em operação da UTE Jacuí. Esse Compromisso de Ajustamento pôs fim ao processo e foi homologado por sentença. Atualmente, a Companhia tenta celebrar um aditivo ao Compromisso de Ajustamento com os representantes do Ministério Público para estabelecer a forma de atendimento da redução das emissões atmosféricas da UTE Charqueadas, tendo em vista que a UTE Jacuí não entrou em operação no prazo inicialmente previsto. A Companhia foi citada em 5 de agosto de 1998. Em 9 de janeiro de 2008 não foi admitido o recurso especial do Ministério Público Federal. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco remoto.

O Ministério Público Federal ajuizou uma ação civil pública em 2004, cujo objeto é a imposição de auditoria ambiental no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Nessa ação, a Companhia teve seu recurso especial julgado procedente no STJ, ficando dispensada do adiantamento das despesas da perícia, cujo valor proposto pelos peritos foi de aproximadamente R\$ 1,6 milhões. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco possível, devendo o valor ser definido em liquidação de sentença, no caso de condenação da Companhia.

Em uma ação popular de autoria de Fiderico de Souza, que tramita na Justiça Federal do Estado de Goiás, o autor alega que a Companhia causou danos ambientais quando da construção da UHE Cana Brava e pleiteia indenização. A Companhia foi citada em 14 de novembro de 2003. Em 27 de fevereiro de 2008, o processo foi extinto sem resolução do mérito, encontrando-se, em 31 de dezembro de 2008, aguardando reexame. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco possível, sendo o valor estimado em caso de perda de R\$ 1,7 milhões.

Em 2006, o Ministério Público Estadual de Concórdia (SC), propôs uma ação civil pública contra a Companhia, que tem como objeto a retirada de macrófitas do reservatório da UHE Itá, providência que a Empresa já vinha adotando antes mesmo do ajuizamento da ação. A Companhia foi citada em 20 de janeiro de 2006, tendo requerido a anulação da perícia em 1º de julho de 2008, uma vez que essa foi realizada sem a prévia intimação da Companhia. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco possível, sendo o valor estimado em caso de perda de R\$ 251 mil.

Com relação à UHE Cana Brava, há ainda uma ação civil pública, proposta pelo Ministério Público Federal em Goiás, que alega a existência dos seguintes problemas na implantação da referida usina: (a) falta de supressão total da vegetação da área alagada; (b) resgate adequado da fauna; (c) expansão de doenças epidemiológicas na região e nos municípios direta ou indiretamente afetados pela usina; (d) impactos não compensados na terra indígena Avá-Canoeiro; e (e) licenciamento ambiental, que deveria ter sido conduzido pelo IBAMA e não pela Agência Ambiental de Goiás, como ocorreu. A Companhia foi citada em 24 de julho de 2007. Em 26 de setembro de 2008, os autos foram devolvidos à 3ª Vara Federal. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco provável e o valor provisionado é de R\$ 2,4 milhões.

A Companhia figura ainda como parte em procedimentos investigatórios iniciados pelos Ministérios Públicos Federal e Estaduais para a verificação de eventuais danos causados ao meio ambiente, principalmente relacionados à disposição de resíduos sólidos e emissões atmosféricas provenientes de suas usinas termoeletricas, além de supressão de vegetação no entorno de reservatórios de suas usinas hidrelétricas. Se essas investigações confirmarem a existência de danos ambientais ocasionados pela Companhia, poderão ser propostas outras ações judiciais no âmbito cível para a reparação de danos ambientais, sendo que as mesmas ocorrências poderão ainda ter repercussões na esfera criminal, com potenciais consequências para a Companhia e seus administradores.

Trabalhistas

Na esfera judicial, em 31 de dezembro de 2008, a Companhia possuía 298 ações trabalhistas em andamento, das quais 44 ações estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância; 145 ações estavam em fase recursal; e 77 ações já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva; e 32 ações pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas. Das ações trabalhistas movidas contra a Companhia, 12% eram relacionadas 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 298 ações trabalhistas que a Companhia possuía em 31 de dezembro de 2008, 203 eram ações movidas por ex-empregados; 1 era movida por sindicato; e 94 eram movidas por prestadores de serviços empregados de empresas terceirizadas.

Os principais pedidos formulados nas ações individuais eram: reconhecimento de vínculo empregatício, FGTS, reflexos das verbas trabalhistas no plano de previdência complementar com o consequente 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 entenderam ser totalmente improcedentes os pedidos.

Em 31 de dezembro de 2008, o potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia R\$ 45 milhões. Do potencial valor total envolvido no passivo trabalhista da Companhia, R\$ 21 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, R\$ 12 milhões correspondem ao valor de risco de perda possível, e R\$ 12 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto.

Em 31 de dezembro de 2008 não existiam reclamações trabalhistas contra a Companhia com valores individuais de perda provável superiores a R\$ 2,5 milhões.

Em 31 de dezembro de 2008, o valor total provisionado pela Companhia representava a totalidade do valor estimado para perdas oriundas das ações trabalhistas que provavelmente terão uma decisão desfavorável. Assim, em 31 de dezembro de 2008, a provisão para o passivo trabalhista da Companhia era de R\$ 21 milhões, dos quais R\$ 11 milhões encontram-se depositados judicialmente (seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal).

Pendências Administrativas

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era parte em diversos processos administrativos de natureza civil, ambiental, previdenciária e tributária. Os respectivos processos eram pulverizados e nenhum, isoladamente, envolvia montantes relevantes, exceto por um processo administrativo que tramitava no IBAMA por suposta mortalidade de peixes quando do enchimento do reservatório da UHE Ponte de Pedra. O IBAMA local reconsiderou a multa que havia aplicado. Todavia, o IBAMA em Brasília manteve referida multa, no valor de 10 milhões. Foi apresentado recurso administrativo, que, em 31 de dezembro de 2008, aguardava julgamento. Essa ação é classificada pelos consultores legais da Companhia como sendo de risco possível, sendo que o valor da multa não foi provisionado.

Contudo, com relação aos processos administrativos envolvendo questões ambientais, os fatos que geraram tais processos poderão ter desdobramentos na esfera judicial cível ou criminal. O contencioso administrativo está basicamente distribuído entre os processos de natureza fiscal e previdenciária.

Além disso, cumpre notar que todos os litígios envolvendo a Companhia estão registrados num sistema próprio de controle e passam por análise de classificação de risco. Os de risco provável são automaticamente contabilizados, provisionados e reclassificados, sendo possível a mudança do risco em virtude do seu andamento.

ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é responsável pela fixação da orientação geral dos negócios da Companhia, pela eleição e destituição dos diretores e determinação de suas respectivas atribuições, bem como pela fiscalização da gestão dos mesmos, dentre outras atribuições estabelecidas no Estatuto Social da Companhia.

Segundo o Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração é composto de, no mínimo cinco, e, no máximo, nove membros efetivos e igual número de suplentes. Dentre os titulares, um é Presidente e outro é Vice-Presidente do Conselho de Administração, sendo que ambos são escolhidos pelos acionistas, conforme estabelecido na Lei das Sociedades por Ações, com mandato unificado de dois anos, permitida a reeleição.

Quando a Companhia adequou seu Estatuto Social às novas regras e procedimentos do “Regulamento de Listagem do Novo Mercado”, seu Conselho de Administração passou a contar com nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Com exceção do titular e de seu respectivo suplente, indicados pelos empregados, todos os demais membros são eleitos pelos acionistas da Companhia reunidos em Assembléia Geral.

Em 31 de dezembro de 2008, os membros do Conselho de Administração que haviam sido eleitos na Décima Primeira Assembléia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia, em sessão realizada em 8 de abril de 2008, com mandato de dois anos, ou seja, até 7 de abril de 2010, e empossados em 8 de abril de 2008, eram:

Conselheiros	Suplentes
Maurício Stolle Bähr ⁽¹⁾	Patrick Charles Clement Obyn
Jan Franciscus María Flachet ⁽²⁾	Luiz Eduardo Simões Viana
Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos	Manoel François Colcombet
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Alexandre Jean Keisser
Dirk Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
José Carlos Cauduro Minuzzo ⁽³⁾	-
Luiz Antônio Barbosa	Roberto Henrique Tejada Vencato
José Pais Rangel ⁽⁴⁾	José João Abdalla Filho ⁽³⁾
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro ⁽⁴⁾	Antônio Alberto Gouvêa Vieira ⁽³⁾

(1) Presidente

(2) Vice-Presidente

(3) Assumiu a titularidade em virtude da renúncia do Conselheiro Pierre Michel Philippe Chareyre, conforme ata da 92ª Reunião do Conselho Administração, realizada em 07 de novembro de 2008

(4) Membros independentes

Diretoria Executiva

Em 31 de dezembro de 2008, a Diretoria Executiva da Companhia era composta por sete diretores, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de três anos, sendo permitida a reeleição.

A Diretoria Executiva reúne-se por convocação do Diretor Presidente ou por 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 Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado o disposto no Estatuto Social da Companhia e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

Em 31 de dezembro de 2008, a Diretoria Executiva da Companhia era composta pelos seguintes membros, os quais tomaram posse em 10 de maio de 2007, exceto o Diretor de Comercialização e Negócios que tomou posse em 7 de novembro de 2008, e cujos mandatos terminam em 10 de maio de 2010:

Nome	Cargo
Manoel Arlindo Zaroni Torres ⁽¹⁾	Diretor Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores em exercício
Marco Antônio Amaral Sureck	Diretor de Planejamento e Controle
José Carlos Cauduro Minuzzo	Diretor de Produção de Energia
Miroel Makiole Wolowski ⁽²⁾	Diretor de Implantação de Projetos
Luciano Flávio Andriani	Diretor Administrativo
José Luiz Jansson Laydner ⁽³⁾	Diretor de Comercialização e Negócios

(1) Em 7 de novembro de 2008, passou a exercer cumulativamente o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores após o pedido de renúncia apresentado pelo Sr. Marc Jacques Zélie Verstrate motivado pela sua indicação para exercer cargo de direção em outra empresa do grupo

(2) Renunciou ao cargo de Diretor de Comercialização e Negócios, para se dedicar ao cargo de Diretor de Implantação de Projetos

(3) Eleito em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 07 de novembro de 2008.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é responsável pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

O Conselho Fiscal da Companhia é um órgão de funcionamento não permanente, que pode ser instalado a pedido dos acionistas da Companhia, na forma da lei, e que, uma vez instalado, atuará de forma totalmente independente da administração da Companhia, bem como de qualquer empresa de auditoria externa que eventualmente seja contratada pela Companhia.

O Conselho Fiscal é composto de, no mínimo três e no máximo cinco membros efetivos e igual número de suplentes, com mandato de um ano, podendo ser reeleitos.

Em 31 de dezembro de 2008, o Conselho Fiscal da Companhia encontrava-se instalado, tendo seus membros sido eleitos e tomado posse em 8 de abril de 2008, com mandato até a Assembléia Geral Ordinária da Companhia a ser realizada em 2009, conforme deliberação tomada na Décima Primeira Assembléia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia.

O Conselho Fiscal era composto pelos seguintes membros em 31 de dezembro de 2008:

Conselheiros Titulares	Conselheiros Suplentes
Newton de Lima Azevedo Júnior	Manoel Eduardo Bouzan Almeida
Paulo de Resende Salgado	Flávio Marques Lisboa Campos
Manoel Eduardo Lima Lopes	Ailton Pinto Siqueira

Comitês

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia tinha oito comitês, cujas ações estavam sujeitas à aprovação do Conselho de Administração. Eram eles: (i) Comitê de Energia; (ii) Comitê de Gerenciamento de Risco; (iii) Comitê Financeiro; (iv) Comitê de Planejamento Tributário; (v) Comitê de Ética; (vi) Comitê de Inovação; (vii) Comitê de Sustentabilidade; e (viii) Comitê Estratégico.

Dentre os comitês referidos acima, o Comitê Estratégico está previsto no Estatuto Social da Companhia e trata-se de um órgão consultivo da administração, com funções de opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva nos assuntos estratégicos da Companhia que lhe sejam submetidos, tais como a seleção e o acompanhamento dos projetos de expansão do Parque Gerador e as tendências do setor elétrico.

Comitê Estratégico

O Comitê Estratégico é composto de até 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. Seu funcionamento é regido por regulamento interno da Companhia. Em 31 de dezembro de 2008, o Comitê Estratégico encontrava-se instalado, e era composto pelos seguintes membros: Maurício Stolle Bähr, Jan Franciscus María Flachet, Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos, Dirk Beeuwsaert, Manoel François Colcombet e Marc Raymond A. D. M. Josz.

Informações Biográficas dos Administradores da Companhia

A seguir, encontram-se as informações biográficas dos atuais membros do Conselho de Administração, seus suplentes, membros da Diretoria da Companhia e do Conselho Fiscal.

Membros do Conselho de Administração

Maurício Stoller Bähr. 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 COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro e em *Corporate Finance* pela Berkeley University, nos Estados Unidos da América. Foi diretor financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. no ano de 1997 e 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 Ltda., diretor da GDF SELA, representante geral da SUEZ no Brasil e presidente do Conselho do ONS. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Jan Franciscus María Flachet. Engenheiro eletromecânico formado pela Universidade Católica de Louvain, Bélgica, em 1979. É 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, na França. 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 a 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 Gás, na Argentina e, em 1999, passou a exercer o cargo de vice-presidente sênior de Operações de Distribuição e Comércio na Tractebel EGI. 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 Diretor Presidente da GDF SELA. Endereço comercial: Rua Esteves Júnior, 50, 9º andar, Florianópolis – SC.

Manoel Arlindo Zaroni Torres. Engenheiro eletricitista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, em Minas Gerais. Especialista em administração geral pelo CEDEP - *General Management Program*, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas, 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 à comercialização de energia. Foi representante de Furnas no GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, na Comissão Mista de Operação da UHE Itaipu e no COESE - Comitê de Operação das Empresas do Sistema Eletrobrás, como coordenador do subcomitê de operação. Em 1998, passou a integrar a diretoria da Tractebel Brasil Ltda. (antiga denominação da Companhia) e atuou como diretor de operação, assumindo a presidência da Companhia em 1999. Atualmente, é membro do conselho de administração da Itasa e do Conselho Superior de Formulação Estratégica da FIESC. Atua, também, como membro do Conselho Consultivo da Unisul Business School e é embaixador da Universidade Federal de Itajubá. Adicionalmente, é membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente da Companhia e, interinamente, acumula a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis – SC.

Victor Frank de Paula Rosa Paranhos. Engenheiro mecânico formado pela Universidade Católica de Petrópolis, no Rio de Janeiro, economista pelo Instituto Metodista Bennett, além de atuário pela Sociedade Universitária Augusto Motta – SUAM, no Rio de Janeiro. Foi engenheiro residente na Sociedade Técnica de Engenharia e Representação – STER, diretor da Corretora de Títulos e Valores Mobiliários Paulo Williamsems, 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 e diretor presidente da CESS. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Dirk Beeuwsaert. Engenheiro mecânico e eletricitista formado pela Universidade de Gent, Bélgica. Participou do Programa de Gerenciamento – CEDEP, em Fontainebleau, na França. Foi membro da Diretoria Executiva da Tractebel Societ  Anonyme, membro do Comitê Estratégico da Electrabel, membro do Conselho de Administra o e Presidente da Tractebel Inc., membro do Conselho de Administra o da Tractebel North América, diretor da Thai Cogeneration Co., Nong Khae Cogeneration Co. e da Samutprakarn Cogeneration Co. É 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 Administra o da Companhia. Endereço comercial: Place du Tr ne, 1 – B 1000, Bruxelas, Bélgica.

José Carlos Cauduro Minuzzo. Engenheiro mecânico formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul em 1976, desempenhando suas atividades na área de gera o térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda até 1992. A partir desta data, gerenciou a Divisão de Engenharia e Manuten o de Térmicas até 1997 e, posteriormente, o Departamento de Gera o Térmica até junho de 1999. Atualmente, exerce as funções de Diretor de Opera o da CEM e da Lages Bioenergética, e de Diretor do Comitê Gestor do Consórcio It  e do Consórcio Machadinho. Adicionalmente, atua como suplente no Conselho de Administra o da Companhia, da Itasa e do Conselho Estadual de Recursos Hídricos do Paraná. Desde 1999, exerce a função de Diretor de Produ o de Energia da Companhia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

Luiz Antônio Barbosa. Técnico de manuten o de usinas. Foi diretor da Associa o dos Empregados da Eletrosul, delegado na Associa o dos Profissionais da Eletrosul.   Diretor Financeiro do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina – SINTRESC desde 1993. Atualmente é membro do Conselho de Administra o da Companhia eleito pelos seus funcionários. Endereço comercial: Rua Prudente de Moraes, 370, Tubarão – SC.

José Pais Rangel. Advogado formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes, Rio de Janeiro, em 1973, possui Licenciatura em Direito e Legisla o/Habilita o de Magistério pela Faculdade Niteroiense de Forma o de Professores – USAID-1977. Foi funcionário de carreira do Banco do Brasil e Banco Central no período de 1961 a 1991. Foi inspetor de mercado de capitais do Banco Central em São Paulo e supervisor de fiscaliza o do mercado de capitais do Banco Central em São Paulo e no Rio de Janeiro. Foi chefe do departamento da dívida pública do Banco Central. Foi gerente de operações de mercado aberto do Banco Central. Foi coordenador do programa de Desestatiza o de empresas controladas pelo Banco Central do Brasil. Foi presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América. Foi membro do Conselho de Administra o da Dinâmica S.A., empresa subsidiária do Banco Clássico S.A. Desde 1995 até a presente data tem alternado os cargos de Diretor Vice-Presidente e de Diretor-Presidente do Banco Clássico S.A., ocupando atualmente o cargo de Diretor-Presidente. É atualmente membro independente do Conselho de Administra o da Companhia. Endereço comercial: Avenida Presidente Vargas, 463, 13  andar, Rio de Janeiro - RJ.

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro. Advogado formado em direito no ano de 1972, na então Universidade do Estado da Guanabara. Desde dezembro de 1980,   sócio do escritório Motta, Fernandes Rocha Advogados. Atua preponderantemente nas áreas de direito societário e mercado de capitais, tendo assessorado a BM&FBOVESPA na concep o e na implementa o do Novo Mercado. Foi membro do Conselho de Administra o da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro e do conselho de administra o do BNDESPAR. Foi diretor da CVM e membro do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional. Foi Presidente da CVM no período de 15 de julho de 2002 a 27 de maio de 2004. Foi Presidente do COSRA – *Council of Securities Regulators of the Americas*.   árbitro da Câmara de Arbitragem do Mercado. É diretor do Instituto Brasileiro de Relações com Investidores, Seção do Rio de Janeiro. É membro do Conselho da ABRASCA – Associa o Brasileira de Companhias Abertas.   membro do Conselho Superior do Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC), membro do Conselho Instituto Futuro Brasil, membro do Conselho Consultivo da Associa o Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP) e Presidente do IBEF Rio. É atualmente membro independente do Conselho de Administra o da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, 5  andar – Rio de Janeiro - RJ.

Patrick Charles Clement Obyn. Advogado formado pela Faculdade de Direito da Universidade de Antuérpia, Bélgica. Foi advogado da Union Carbide (indústria química) e do Grupo Alcatel (telecomunicações). Em 1995, ingressou no Grupo GDF Suez como assessor sênior da Electricity and Gaz International. Desde 2002, exerce o cargo de *general counsel* da GDF SELA. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Rua Esteves Júnior, 50, 9º andar, Florianópolis – SC.

Luiz Eduardo Simões Viana. Economista formado pela Faculdade de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro, em 1985 e possui MBA da COPPEAD/UFRJ, em 1998. Trabalhou como economista da BNDESPAR entre setembro de 1980 a junho de 1991, ligado à área de Mercado de Capitais. Foi gerente de *underwriting* do Banco Nacional S.A. entre setembro de 1991 e dezembro de 1995. Atuou como superintendente de relações institucionais da Serra da Mesa Energia S.A. (Antiga Nacional Energética S.A.) entre janeiro de 1996 a maio de 1998. Atualmente trabalha como diretor da GDF SELA e diretor sem designação específica da Itasa, exercendo cumulativamente as funções de diretor de relações com investidores. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Manoel François Colcombert. Engenheiro Industrial pela ITBA, Buenos Aires, em 1984 e possui MBA do IMD, Lausanne, Switzerland, em 1990. Atuou no setor de energia na área de gerenciamento geral, comercial, estratégia e planejamento de negócios. Atualmente é vice presidente sênior de strategy & portfólio management da regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ. É conselheiro ou membro do Comitê Estratégico de várias empresas do Grupo GDF SUEZ na América do Sul. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Talcahuano, 833 – 3º C, C1013AAQ, Buenos Aires, Argentina.

Alexandre Jean Keisser. Engenheiro Mecânico formado pela escola Superior de Engenheiros de Marseille, França. Possui MBA de Finanças pela Columbia University, EUA. Foi engenheiro de projetos da ELYO, SUEZ, França, de 1994 a 1995. Foi diretor de projetos da TRIGEN, New York, EUA, de 1996 a 1999, e, em 2000, diretor de desenvolvimento de negócios. De 2001 a 2003, foi diretor de fusões e aquisições das empresas de energia da SUEZ Energy North América, Nova Iorque e Houston, EUA. Atualmente é responsável pela gestão de finanças da regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ, em Buenos Aires, Argentina. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Apoquindo, 3721, Lãs Condes, cidade de Santiago, Chile.

Gil de Methodio Maranhão Neto. Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida. Possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e “*underwriting*”) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. Participou da criação da empresa Nacional Energética S.A., que foi a 1ª produtora independente de energia do Brasil. Trabalhou 2 anos no início do processo de reorganização da Companhia (na época Gerasul) atuando em diversas áreas, como diretor de investimentos, diretor de implementação de projetos, presidente interino e membro do conselho de administração. Neste período, foi responsável pela construção das UHE Itá, Machadinho e William Arjona. Atualmente é responsável por desenvolvimento de negócios e comunicações, da SUEZ Energy Brasil, onde tem o cargo de diretor. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Roberto Henrique Tejada Vencato. Advogado formado pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre. Admitido na Eletrosul em junho de 1984, na área de operação, passando a atuar, posteriormente, na área administrativa, lotado em Charqueadas. É dirigente sindical, liberado para tratar das questões da categoria, desde 1990. Atualmente exerce o mandato de Conselheiro Fiscal da PREVIG. É atualmente membro suplente, representante dos empregados, do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Olavo Porto, 1722, Charqueadas - RS.

José João Abdalla Filho. Bacharel em Ciências Econômicas na Universidade Presbiteriana Mackenzie. É presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Dinâmica Energia S.A. e, também é presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial. Desde abril de 2007, é membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Presidente Vargas, 463, 13º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira. Advogado formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, possui Pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. É Sócio do escritório de advocacia Gouvêa Vieira desde 1978. É membro do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. Foi membro do Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro, de 1982 a 1986. Foi membro de Conselhos de Administração de diversas sociedades, dentre as quais: (i) BFB - Banco de Investimento S.A. (Crédit Lyonnais) de 1988 a 1995; (ii) Companhia Vidraria Santa Marina S.A. (Saint Gobain), de 1992 a 2003; (iii) Elf Lubrificantes do Brasil, de 1996 a 2000; (iv) Eternit S.A., de 1996 a 2000; (v) Leroy Merlin (Brasil), desde 1996; (vi) Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e (vii) Acesita S.A. (ARCELOR), desde 1999. É membro dos conselhos consultivos das seguintes sociedades: (i) Portugal Telecom (Brasil), desde 2003; (ii) Banco Privado Português, desde 2005. É membro do conselho de administração da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino (Lycée Molière) e do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. É atualmente membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço Comercial: Avenida Rio Branco, 85, 17º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Membros da Diretoria Executiva

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. 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. Trabalhou na Companhia 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, respondendo pelas áreas de Planejamento da Operação, Regulação e Mercado, Contabilização de Energia e Planejamento Financeiro e Controle. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis – SC.

José Carlos Cauduro Minuzzo. Para informações biográficas do Sr. José Carlos Cauduro Minuzzo, vide subitem "*Membros do Conselho de Administração*" desta seção "Administração".

Miroel Makiolke Wolowski. 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 Companhia (na época Gerasul), trabalhou até dezembro de 2000, na área de Desenvolvimento de Negócios. Em 2007, foi eleito presidente da Associação Paulistajaneiro de Co-geração 2001 assumiu o cargo de Energia – COGEN/SP. Atualmente, é Diretor de Comercialização e Negócios da Companhia e, em novembro de 2004, passou a acumular o cargo de Diretor de Implantação de Projetos. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

Luciano Flávio Andriani. 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 Companhia. Atualmente é Diretor Administrativo da Companhia, exercendo referido cargo desde setembro de 2000, sendo responsável por recursos humanos, tecnologia da informação, suprimentos e comunicação institucional, além de coordenar os comitês de ética, de inovação e de sustentabilidade. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

José Luiz Jansson Laydner. Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral e Pós-MBA na Kellogg Scholl of Management em conjunto com a Fundação Dom Cabral. Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul em 1984 como responsável pelo Setor de Manutenção Mecânica da Usina Termelétrica Alegrete. Em 1999, tornou-se gerente das UTE William Arjona e Jorge Lacerda A da companhia. Em 2003, passou a integrar a gerência de geração térmica onde permaneceu até se tornar, em novembro de 2008, Diretor de Comercialização e Negócios. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

Membros do Conselho Fiscal

Newton de Lima Azevedo Júnior. 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 des 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 vice-presidente da Associação Brasileira de Infra-estrutura e Indústria de Base - ABDIB, sendo responsável pela área de saneamento ambiental, e sócio e diretor presidente da Eco-Enob Soluções Ambientais Ltda. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Avenida Engenheiro Luis Carlos Berrini, 1461, 8º andar, Centro, São Paulo – SP.

Paulo de Resende Salgado. Bacharel em Ciências Econômicas na Universidade Cândido Mendes. Possui pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas – FGV em Executivo Financeiro, MBA/PDG – Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market-FGV-AID-EUA. Trabalhou no Banco Citibank S.A. de setembro de 1979 a julho 1981, exercendo a função de vice-presidente residente. Trabalhou no Banco Econômico de Investimentos S.A., na função de superintendente de investimentos, de agosto de 1981 a fevereiro 1989. No período entre julho de 1989 e dezembro de 1995, trabalhou no Banco Nacional S.A., no cargo de diretor de underwriting e privatização, participando nos projetos de privatização da Light, CSN e, também, atuando como diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A. Atuou como diretor financeiro da Nacional Energética S.A., de janeiro de 1994 a outubro de 1996. A partir de janeiro de 1997 até a presente data, é consultor econômico da agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda. e, a partir de abril de 2007, membro titular do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Rua Sacopan, 83, ap. 901, Rio de Janeiro - RJ.

Manoel Eduardo Lima Lopes. 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, de superintendente de controle. Entre os anos de 1990 e 1996, exerceu a função de consultor do Banco Clássico S.A., tendo sido nomeado a 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 S.A. e funcionário aposentado do Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. – BANERJ. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Avenida Oswaldo Cruz, 81/201, Flamengo, Rio de Janeiro – RJ.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida. Bacharel em Ciências Contábeis pelas Faculdades Integradas Simonsen, em 1978, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995, foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, quando se transferiu para o Grupo GDF SUEZ, para trabalhar na holding, onde permanece até a presente data, exercendo a função de contador. Integrou o Conselho Fiscal da Companhia no primeiro mandato de 1998. É membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barros, 52, sala 1401 (parte), Rio de Janeiro - RJ.

Flávio Marques Lisbôa Campos. Engenheiro Civil graduado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, em 1973. Exerce as funções de diretor geral e CEO da Leme Engenharia Ltda. desde 2002, tendo exercido anteriormente as seguintes atividades nesta empresa: (i) 1994 a 2002, diretor geral e executivo; (ii) 1992 a 1994, diretor de desenvolvimento de negócios; (iii) 1988 a 1992, diretor técnico; e (iv) 1976 a 1988, atuação na área técnica como chefe do setor de engenharia hidráulica. Trabalhou como engenheiro civil de 1972 a 1976 nas empresas Elektrowatt Ingenieros Consultores, Elektrowatt Engineering Services e Eletroprojetos S.A – Estudos de Engenharia. Atualmente participa da diretoria da ABDIB – Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base e, também, é membro de diversos conselhos, dentre os quais: Conselho Diretor da Câmara de Arbitragem Empresarial – Brasil; Conselho de Política Econômica da FIEMG; Conselho Diretor da AMEC; Conselho Diretor da Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE) e do Conselho Estadual de Recursos Hídricos de Minas Gerais. É membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Rua Guajajaras, 43, Belo Horizonte, Minas Gerais.

Ailton Pinto Siqueira. Trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. – BANERJ de 1971 a 1989, onde exerceu os seguintes cargos: (i) gerente de agência 1971 a 1974; (ii) inspetor de 1974 a 1980; e (iii) auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. É diretor do Banco Clássico S.A. desde 26 de março de 1998 até a presente data. É membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Rua Senador Vergueiro, 157/604, Flamengo, Rio de Janeiro - RJ.

Remuneração Global dos Administradores da Companhia

Os membros do Conselho de Administração e diretores executivos da Companhia recebem, pelo exercício da função, uma remuneração mensal fixa, cujo montante total está incluso no valor anual aprovado pela Assembléia Geral Ordinária como remuneração anual global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva.

Para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, a verba global e anual destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia foi fixada em R\$ 12 milhões, R\$ 15 milhões e R\$ 16,2 milhões, respectivamente. Adicionalmente, cabe à Companhia, quando for o caso, custear as respectivas despesas de INSS, FGTS, seguro saúde, previdência privada, assistência médica e habitação. A remuneração global, incluindo encargos e despesas adicionais, efetivamente paga pela Companhia aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva nos anos de 2006, 2007 e 2008 foi de R\$ 10 milhões, R\$ 12 milhões e R\$ 11 milhões respectivamente.

Relacionamento da Companhia com seus Administradores

Em 31 de dezembro de 2008, não existiam contratos de qualquer natureza ou outras obrigações relevantes entre a Companhia e os membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração, os quais não detinham, na referida data, participação direta ou indireta no capital social da Companhia superior a 0,043%. Para informações adicionais, vide “Composição do Capital Social” na seção “Capital Social, Dividendos e Acionistas” deste Prospecto.

Relação de Parentesco

Em 31 de dezembro de 2008, não existiam quaisquer vínculos de parentesco entre os membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Conselho Fiscal, do Comitê Estratégico e entre esses e o Acionista Controlador da Companhia.

Contratos ou outras Obrigações Relevantes

Em 31 de dezembro de 2008, não havia nenhum contrato ou outras obrigações relevantes existentes entre os membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração e a Companhia.

PRÁTICAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável. Em dezembro do mesmo ano, a Companhia realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado.

A adesão voluntária da Companhia ao Novo Mercado teve como objetivo aprimorar sua posição como empresa que investe em boas práticas de governança corporativa, não se limitando ao exigido pela legislação aplicável, e representa mais uma das medidas que vêm sendo tomadas pela Companhia ao longo dos últimos anos nesse sentido.

Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC

O IBGC, fundado em 1995, é uma sociedade sem fins lucrativos formada por empresas e executivos que pertençam ou já tenham pertencido a conselhos de administração de grandes empresas. O IBGC formulou o “Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa”, que ordena e consolida as últimas discussões e mudanças relacionadas à governança corporativa no Brasil.

Segundo o IBGC, toda sociedade deve ter um código de conduta que comprometa administradores e funcionários, o qual deve abranger o relacionamento entre administradores, funcionários e acionistas e deve também definir responsabilidades sociais e ambientais (quando for o caso), além de cobrir, principalmente, os seguintes assuntos:

- Transparência na administração e gestão da companhia;
- Prestação de contas;
- Equidade entre acionistas, equidade entre funcionários e equidade entre colaboradores;
- Responsabilidade corporativa (comitês de auxílio, auditoria e fiscalização, membros do conselho de administração independentes, conselho fiscal eleito com participação paritária dos controladores minoritários que devem acompanhar o trabalho dos auditores independentes e o seu relacionamento com a administração da Companhia, bem como da auditoria interna e deverão emitir parecer sobre as demonstrações financeiras, “*tag along*” aos minoritários);
- Situações de conflito de interesses;
- Conduta e conflito de interesses;
- Uso de informações privilegiadas;
- Recebimento de presentes;
- Discriminação no ambiente de trabalho;
- Doações;
- Meio ambiente;
- Assédio moral ou sexual;
- Segurança no trabalho;
- Relações com a comunidade;
- Direito à privacidade;
- Nepotismo;
- Política de negociação com valores mobiliários;
- Processos judiciais e arbitragem; e
- Prevenção e tratamento de fraudes.

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia adotava as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em todos os aspectos relacionados acima.

Sarbanes-Oxley Act – SOX

Adicionalmente às regras do Novo Mercado, a Companhia está alinhada com as normas do Grupo GDF SUEZ, que segue os regulamentos da lei norte-americana *Sarbanes-Oxley Act*.

O *Sarbanes-Oxley Act*, cujo objetivo é coibir condutas antiéticas e proporcionar mais confiabilidade às demonstrações financeiras, é regulamentado pela Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos da América, a *US Securities and Exchange Commission – SEC*.

Referida lei norte-americana é aplicável às companhias de capital aberto que possuem ações listadas para negociação na Bolsa de Valores de Nova York e na NASDAQ, exigindo destas a criação de um código de ética e a adoção de procedimentos de controles internos, administrativos, de auditoria e de risco, dentre outros.

Nesse sentido, o Conselho de Administração da Companhia é composto por nove membros efetivos, dos quais dois são membros independentes e um é representante dos empregados. A Diretoria Executiva possui seis membros eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de três anos e possibilidade de reeleição. O Conselho Fiscal possui três membros, sendo um deles indicado pelos acionistas minoritários.

A Companhia possui, ainda, oito comitês, cujas ações estão sujeitas à aprovação do Conselho de Administração, conforme descritos no item “Comitês” da seção “Administração” deste Prospecto.

Descontinuidade das Práticas de Governança Corporativa

Novo Mercado

Na hipótese de cancelamento da autorização da Companhia para negociação no Novo Mercado: (i) os valores mobiliários da Companhia não poderão voltar a ser negociados no Novo Mercado por um período mínimo de dois anos, contados da data do cancelamento, salvo se a Companhia tiver o seu controle acionário alienado após a formalização do cancelamento; (ii) o Acionista Controlador não se eximirá do cumprimento das obrigações relativas à saída da Companhia do Novo Mercado; e (iii) o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo valor econômico das ações, a ser apurado na forma prevista no “Regulamento de Listagem do Novo Mercado”. A autorização da Companhia para negociar no Novo Mercado será cancelada, ainda, em caso de declaração de falência e nas demais hipóteses de cancelamento do seu registro para negociação em bolsa.

O cancelamento da autorização da Companhia para negociar no Novo Mercado nos termos acima não implicará para a Companhia a perda automática da condição de companhia aberta registrada na BM&FBOVESPA, exceto nas hipóteses mencionadas no “Regulamento de Listagem do Novo Mercado”.

A Companhia pode, ainda, a qualquer momento, requerer o cancelamento de sua listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em assembléia geral de acionistas e desde que a BM&FBOVESPA seja informada por escrito com, no mínimo, 30 dias de antecedência. Quando ocorrer a saída do Novo Mercado, para que suas ações passem a ter registro de negociação em outro ambiente de negociação da BM&FBOVESPA (fora do Novo Mercado), a Companhia deverá realizar oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo valor econômico das ações apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação preparado por sociedade especializada e independente, com experiência comprovada, que será escolhida pela assembléia geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração.

IBGC

No caso de descontinuidade das práticas de governança corporativa atualmente adotadas, a Companhia estará sujeita às sanções aplicáveis pelo IBGC, dentre elas, inclusive, o cancelamento da autorização da Companhia para negociação no Novo Mercado na hipótese de descumprimento não sanado no prazo legal aplicável.

CAPITAL SOCIAL, DIVIDENDOS E ACIONISTAS

Composição do Capital Social

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2008, era de R\$ 2.445,8 milhões, totalmente integralizado e representado por 652.742.192 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal. A Companhia detinha capital autorizado de R\$ 5 bilhões, podendo seu capital social ser aumentado até o referido valor independentemente de reforma estatutária, mediante deliberação de seu Conselho de Administração.

O quadro acionário da Companhia, em 31 de dezembro de 2008, apresentava-se da seguinte forma:

Acionista	N.º de ações ON	%
GDF SELA	448.512.633	68,7
Banco Clássico S.A.	65.268.744	10,0
BNDESPAR	13.905.893	2,1
União Federal	12.425.102	1,9
Outros	112.629.820	17,3
Total	652.742.192	100

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além daqueles listados acima detinha mais de 5% do capital social da Companhia.

Composição do Capital Social da GDF SELA

O quadro acionário abaixo apresenta o único acionista que detinha, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social da GDF SELA:

Acionista	N.º de ações ON	%
SUEZ Tractebel	668.322.228	99,99

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além da SUEZ Tractebel detinha mais de 5% do capital social da GDF SELA.

Composição do Capital Social da SUEZ Tractebel

O quadro acionário abaixo apresenta o único acionista que detinha, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social da SUEZ Tractebel:

Acionista	N.º de ações ON	%
Electrabel	110.603.522	99,97

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além da Electrabel detinha mais de 5% do capital social da SUEZ Tractebel.

Composição do Capital Social da Electrabel

O quadro acionário abaixo apresenta o único acionista que detinha, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social da Electrabel:

Acionista	N.º de ações ON	%
GDF SUEZ	53.818.428	98,07

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além da GDF SUEZ detinha mais de 5% do capital social da Electrabel.

Composição do Capital Social da GDF SUEZ

O quadro acionário abaixo apresenta os acionistas que detinham, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social da GDF SUEZ:

Acionista	N.º de ações ON	%
República da França	781.367.136	35,65
Groupe Bruxelles Lambert	117.183.738	5,35

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além da República da França e do Groupe Bruxelles Lambert detinha mais de 5% do capital social da GDF SUEZ.

Composição do Capital Social do Groupe Bruxelles Lambert

O quadro acionário abaixo apresenta o único acionista que detinha, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social do Groupe Bruxelles Lambert:

Acionista	N.º de ações ON	%
Pargesa Netherlands B.V.	80.680.729	50

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além da Pargesa Netherlands B.V. detinha mais de 5% do capital social do Groupe Bruxelles Lambert.

Composição do Capital Social da Pargesa Netherlands B.V.

O quadro acionário abaixo apresenta o único acionista que detinha, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social da Pargesa Netherlands B.V.:

Acionista	N.º de ações ON	%
Pargesa Holding S.A.	0	99,99

Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além da Pargesa Holding S.A. detinha mais de 5% do capital social da Pargesa Netherlands B.V.

Composição do Capital Social do Banco Clássico S.A.

O quadro acionário abaixo apresenta o único acionista que detinha, em 31 de dezembro de 2008, mais de 5% do capital social do Banco Clássico S.A.:

Acionista	N.º de ações ON	%
José João Abdala Filho	745.685.582	99,99

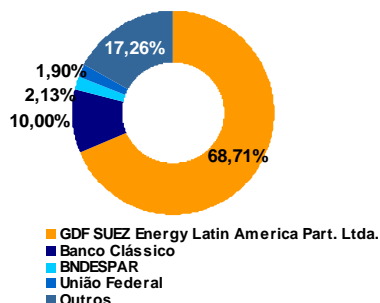
Em 31 de dezembro de 2008, nenhum outro acionista além do Sr. José João Abdala Filho detinha mais de 5% do capital social do Banco Clássico S.A.

Informações Adicionais relativas a Acionistas com mais de 5% de Ações

A Companhia divulgou seus acionistas detentores de 5% ou mais do capital social até que essa abertura atingisse 5% de participação indireta na Companhia. Sendo assim, a Companhia apresentou como último acionista a Pargesa Holding S.A., detentora de 99,99% da Pargesa Netherlands B.V., que possui participação indireta inferior a 5% na Companhia.

Acionista Controlador

Em 31 de dezembro de 2008, a GDF SELA detinha 68,7% do capital social da Companhia e, portanto, exercia o controle da Companhia.



O Grupo GDF SUEZ, da qual a GDF SELA é parte, é um grupo com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, que oferece soluções inovadoras nos setores de energia e meio ambiente a empresas, comunidades e indivíduos.

Em 2008, foi concluída a fusão que deu origem ao quarto maior grupo de energia do mundo e o quinto maior produtor de eletricidade da Europa, o GDF SUEZ, com capacidade instalada total de aproximadamente 60 mil MW, incluindo os empreendimentos em construção.

De acordo com o mais recente levantamento elaborado em 31 de dezembro de 2008, o Grupo GDF SUEZ tinha 200 mil colaboradores, estando presente em mais de 100 países. No setor de energia, é o primeiro fornecedor em serviços de energia na Europa, o segundo importador de gás liquefeito nos Estados Unidos da América e a quinta maior companhia de eletricidade europeia. No setor de meio ambiente, é o primeiro no mundo em serviços de água e de saneamento (em população atendida), o primeiro na Europa em gestão de resíduos e o primeiro no mundo em usinas de tratamento de água.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, o Grupo GDF SUEZ apresentou receitas da ordem de EUR 44,3 bilhões, EUR 71,3 bilhões e EUR 83,1 bilhões, respectivamente.

Alterações Relevantes na Participação do Acionista Controlador na Companhia

O Acionista Controlador ofertou 61,5 milhões de ações ordinárias da Companhia mediante a realização de oferta pública de ações registrada na CVM em 8 de dezembro de 2005, sob n.º CVM/SRE/SEC/2005/017. A participação da GDF SELA no capital social e votante da Companhia era de 78,31% à época de referida oferta pública de ações. Com a conclusão de referida oferta, a GDF SELA passou a deter 68,73% do capital social da Companhia. Além disso, em razão de admissão das ações desta para negociação no Novo Mercado (que ocorreu concomitantemente com referida oferta), a GDF SELA transferiu ações de sua titularidade (equivalente a 0,02% de sua participação) aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia. Após a oferta e transferência referidas acima, a GDF SELA passou a deter 68,71% do capital social da Companhia. Em 31 de dezembro de 2008, a GDF SELA ainda detinha 68,71% do capital social da Companhia.

Nenhuma outra alteração na participação do Acionista Controlador na Companhia ocorreu durante os últimos três exercícios sociais e até a data deste Prospecto. Ademais, nenhuma das alterações ocorridas implicou mudança no controle acionário da Companhia.

Ações

Direitos, Vantagens e Restrições

Cada ação ordinária da Companhia confere ao seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária e o direito de: (i) receber dividendos; (ii) de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições destinadas aos acionistas; (iii) de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social; (iv) de gozar de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e (v) de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.

Local de Negociação das Ações

As ações da Companhia são admitidas à negociação na BM&F/BOVESPA. Parte das ações ordinárias da Companhia são negociadas na Bolsa de Valores de Nova York, sob a forma de ADR. Cada ADR é atualmente representado por uma ação ordinária da Companhia. Para informações adicionais referentes aos ADR, vide “*American Depositary Receipts*” na seção “Títulos e Valores Mobiliários” deste Prospecto.

Ações em Tesouraria

Em 31 de dezembro de 2008, não existiam ações da Companhia em tesouraria.

Ações de Própria Emissão Detidas pela Companhia

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia não detinha ações de sua própria emissão.

Plano de Opção de Compra de Ações

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia não tinha plano de opção de compra de ações para os empregados e membros da administração da Companhia.

Ações da Companhia direta ou indiretamente detidas pelos Administradores

Em 31 de dezembro de 2008, não havia participação relevante direta ou indireta detida por qualquer dos administradores da Companhia em seu capital social, bem como os administradores da Companhia não detinham ações de emissão da Companhia, direta ou indiretamente, incluindo ações decorrentes de planos de opção de compra de ações, exercidas ou não, e qualquer outro tipo de valor mobiliário conversível em ações da Companhia (excetuadas as ações cedidas fiduciariamente aos conselheiros da Companhia, nos termos da Lei das Sociedades por Ações). Nota-se que a Companhia não dispõe de plano de opção de compra de ações, conforme indicado no item acima.

Políticas de Negociação com Valores Mobiliários de Emissão da Companhia

Em 8 de novembro de 2007, a Companhia publicou a “Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações”, com a finalidade de estabelecer práticas de divulgação e uso de informações, bem como política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.

A “Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações” se aplica (i) aos administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; (ii) ao Acionista Controlador; (iii) aos acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de, no mínimo, 5% do capital da Companhia; (iv) aos administradores e empregados do Acionista Controlador e das Controladas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; e (v) às pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas itens acima que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Nos termos da “Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações”, é vedada a negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia nas seguintes situações: (i) anteriormente à divulgação ao público investidor de informação relevante; (ii) pelas pessoas indicadas no parágrafo anterior e que se afastarem de cargos na administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de informação relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento, durante o prazo de 6 meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação da informação relevante ao público, o que ocorrer primeiro; (iii) direta e indiretamente pelas pessoas indicadas no parágrafo anterior, excluídas aquelas realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas por referidas pessoas; (iv) pelas pessoas indicadas no parágrafo acima sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia por referidas pessoas, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo. As pessoas indicadas no parágrafo acima, outrossim, deverão assegurar que aqueles com quem mantenham relação comercial, profissional ou de confiança não negociem valores mobiliários quando tiverem acesso a informações relevantes não divulgadas.

As vedações para negociação com valores mobiliários devem ser observadas até a divulgação da informação relevante ao público investidor. No entanto, tais vedações serão mantidas, mesmo após a divulgação da informação relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas, com o ato ou fato associado à informação relevante.

Ademais, as pessoas que tenham acesso a referidas informações relevantes deverão abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários no período de 15 dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia. Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelo Acionista Controlador, administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia.

Política de Distribuição de Dividendos

A Lei das Sociedades por Ações, de modo geral, exige que o estatuto social de cada companhia determine um percentual mínimo de valores disponíveis para distribuição aos seus acionistas em cada exercício social, sob o título de dividendo obrigatório. O valor do dividendo obrigatório é calculado por meio da aplicação de um determinado percentual sobre o respectivo lucro líquido ajustado de cada companhia, sendo certo que na hipótese de o estatuto social não estipular o percentual aplicável, este será de 50%.

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, é obrigatória a distribuição aos acionistas de dividendo não inferior a 30% do lucro líquido da Companhia, ajustado nos termos da legislação societária. Além disso, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar sobre a distribuição de dividendos em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre não supere o montante das reservas de capital. O Conselho de Administração poderá, também, declarar dividendos intermediários à conta de lucros acumulados de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral, conforme o caso. Adicionalmente, a Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos seus acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, conforme disposições legais aplicáveis. Os valores pagos pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputados ao valor dos dividendos obrigatórios.

No último trimestre de 2005, o Conselho de Administração, em complementação ao previsto no Estatuto Social da Companhia, aprovou a adoção de uma política indicativa de distribuição de dividendos, a qual prevê o empenho da Diretoria Executiva em efetuar distribuições semestrais de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em montante não inferior a 55% do lucro líquido ajustado.

Não obstante o acima disposto, a Companhia poderá distribuir dividendos, inclusive juros sobre o capital próprio, em valores inferiores a 55% do lucro líquido ajustado, quando exigido pela legislação aplicável ou em decorrência das condições financeiras da Companhia, inclusive, mas não se limitando às hipóteses em que seja recomendável a preservação da liquidez da Companhia ou o fortalecimento de sua posição financeira, conforme julgamento do Conselho de Administração da Companhia. A Companhia poderá, ainda, a qualquer tempo, revisar, alterar ou revogar, a política indicativa de distribuição de dividendos acima referida, mediante deliberação do Conselho de Administração.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a concessão de direitos específicos aos acionistas na hipótese de falta de pagamento de dividendos, motivo pelo qual nestes casos caberá a aplicação da legislação pertinente. Além disso, o Estatuto Social estabelece que prescreve em três anos a ação para pleitear dividendos, os quais, se não reclamados oportunamente pelo acionista, reverterão em benefício da Companhia.

Pagamento de Dividendos

A Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social da Companhia exigem a realização assembléia geral ordinária de acionistas até dia 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras matérias, os acionistas devem decidir a respeito da distribuição dos dividendos anuais. Todos os detentores de ações, na data de declaração dos dividendos, têm direito ao recebimento de dividendos.

Histórico de Pagamento de Dividendos

O quadro abaixo demonstra os valores dos dividendos declarados nos cinco últimos exercícios sociais:

	2008	2007	2006 (R\$ milhões)	2005	2004
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios					
Lucro líquido do exercício	1.115	1.046	979	920	775
Constituição da reserva legal (5%)	(56)	(53)	(49)	(46)	(39)
Base de cálculo	1.059	993	930	874	736
Dividendos mínimos obrigatórios (30% a partir de 2005)	318	298	279	262	184
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos					
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	151	151	183	232	217
Dividendos intercalares	580	360	324	141	-
Saldo dos dividendos propostos	-	457	393	461	335
Subtotal	731	968	900	834	552
IRRF dos juros sobre o capital próprio	25	25	30	40	38
Total	756	993	930	874	590
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1 mil ações até 2004 e por ação em 2005 e 2006 (em R\$ 1,00):					
Preferenciais classe A	-	-	-	-	0,920260
Preferenciais classe B	-	-	-	-	0,845321
Ordinárias	1,158648	1,521804	1,425048	1,339106	0,845321

Acordo de Acionistas

Não havia, em 31 de dezembro de 2008, qualquer acordo firmado entre acionistas da Companhia.

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Informações Gerais

Em 31 de dezembro de 2008, os seguintes valores mobiliários de emissão da Companhia estavam em circulação: ações, ADR, debêntures e notas promissórias comerciais.

Ações

As ações da Companhia são registradas para negociação na BM&FBOVESPA, sendo, desde 16 de novembro de 2005, integrantes do segmento Novo Mercado. Para promover a liquidez das ações da Companhia e atender aos requisitos do Novo Mercado, a Companhia realizou em dezembro de 2005 uma oferta secundária de 71 milhões de ações, representativas de aproximadamente 10,88% do capital total da Companhia. Dos 71 milhões de ações objeto da oferta, 50 milhões eram de titularidade do Acionista Controlador, GDF SELA, 16 milhões de titularidade do BNDESPAR, e 5 milhões foram ofertadas pela GDF SELA com base no artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM n.º 400/03. A realização da oferta secundária foi aprovada pelos sócios da GDF SELA em reunião realizada em 14 de novembro de 2005 e pela Diretoria da BNDESPAR por meio da decisão n.º Dir. 095/2005 – BNDESPAR, de 27 de outubro de 2005, tendo sido registrada na CVM em 8 de dezembro de 2005, sob n.º CVM/SRE/SEC/2005/017.

Em 31 de dezembro de 2008, o Acionista Controlador da Companhia detinha 68,71% do total das ações ordinárias de emissão da Companhia.

Estão indicadas no quadro abaixo, os valores médios mensais de fechamento, em reais, das ações da Companhia negociadas na BM&FBOVESPA nos 13 meses que antecedem 31 de dezembro de 2008 e em referido mês:

2007	
Nov	22,50
Dez	22,25
2008	
Jan	20,72
Fev	20,88
Mar	20,76
Abr	22,37
Mai	23,72
Jun	15,84
Jul	14,17
Ago	14,17
Set	19,10
Out	17,99
Nov	18,65
Dez	19,23

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 Eletroger. Da mesma forma, os detentores de ADR de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a deter ADR representados por ações da Eletroger.

Em abril de 1998, a Eletroger incorporou a Gerasul (antiga denominação da Companhia), passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada. Para informações adicionais sobre as reestruturações societárias ocorridas no âmbito do processo de privatização da Eletrosul, vide “Histórico” na seção “Atividades da Companhia” deste Prospecto.

Em virtude das reorganizações societárias descritas acima, os ADR de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a ser lastreados em ações de emissão da Companhia, onde cada ADR representava cinco ações ordinárias de emissão da Companhia. Com a intenção de aumentar a liquidez do programa de ADR a Companhia aprovou a alteração da relação entre ADR e ações ordinárias. A partir de 8 de outubro de 2008, um ADR passou a equivaler a uma ação ordinária.

Debêntures

Em 11 de maio de 2005, a CVM concedeu o registro da emissão de 20.000 debêntures simples pela Companhia, com valor nominal unitário de R\$ 10 mil, perfazendo o montante total de R\$ 200 milhões. Tais debêntures foram emitidas em duas séries, sendo (i) a 1ª série com vencimento em 2 de maio de 2011, atualização pelo IGPM e remuneração a ser paga anualmente, contemplando juros remuneratórios a uma taxa fixa ao ano de 9,29% incidente sobre o valor nominal unitário atualizado; e (ii). a 2ª série com vencimento em 2 de maio de 2010, remuneração a ser paga semestralmente, contemplando juros equivalentes à acumulação de 103,9% da Taxa DI. A 1ª e a 2ª séries foram registradas na CVM sob n.º CVM/SER/DEB/2005/024 e n.º CVM/SER/DEB/2005/025, respectivamente.

Em maio de 2007, o Conselho de Administração autorizou a realização do Programa de Distribuição, no valor de R\$ 1,5 bilhão, registrado na CVM em 19 de junho de 2007, sob n.º CVM/SRE/PRO/2007/003. Concomitantemente, o Conselho de Administração aprovou a distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão da Companhia, registrada na CVM em 19 de junho de 2007, sob n.º CVM/SRE/DEB/2007/013, no âmbito do Programa de Distribuição, no valor de R\$ 350 milhões, correspondente a 35 mil debêntures. As debêntures da 2ª emissão da Companhia foram emitidas em 15 de maio de 2007, com prazo de vigência de sete anos contados da data de emissão, vencendo-se em 15 de maio de 2014.

Em procedimento de "*bookbuilding*" realizado em 12 de junho de 2007, foi decidida a realização da 2ª emissão em série única, com valor nominal unitário atualizado pelo IPCA e juros remuneratórios de 7% ao ano. Os recursos obtidos com a 2ª emissão de debêntures destinaram-se à aquisição da totalidade das ações de emissão da CESS. O valor nominal unitário das debêntures da 2ª emissão da Companhia será amortizado da seguinte forma: (i) em 15 de maio de 2012, sendo o percentual do valor nominal unitário a ser amortizado de 33,33%; (ii) em 15 de maio de 2013, sendo o percentual do valor nominal unitário a ser amortizado de 33,33%; e (iii) em 15 de maio de 2014, sendo o percentual do valor nominal unitário a ser amortizado de 33,34%.

Em razão da incorporação da CEM em 28 de março de 2008, a Companhia assumiu os direitos e obrigações decorrentes da 1ª emissão pública de debêntures da CEM. Referida emissão, em série única, foi composta por 18.000 debêntures nominativas e não conversíveis em ações, da espécie subordinada, com valor nominal unitário de R\$ 10 mil, perfazendo o montante total de R\$ 180 milhões, com vencimento em 1º de abril de 2013. A 1ª emissão de debêntures da CEM foi registrada na CVM em 4 de março de 1999, sob n.º CVM/SRE/DEB/1999/029.

Em 31 de dezembro de 2008, existiam 14 mil debêntures da 1ª série da 1ª emissão, 6 mil debêntures da 2ª série da 1ª emissão 35 mil debêntures da 2ª emissão da Companhia

Notas Promissórias Comerciais

Em 20 de maio de 2008, foram emitidas 40 notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 10 milhões, totalizando o montante de R\$ 400 milhões. As notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia fazem jus a remuneração equivalente à acumulação de 103,50% da Taxa DI e tem prazo de 360 dias, com vencimento previsto para 15 de maio de 2009, podendo ser antecipadamente resgatadas pela Companhia. Na data deste Prospecto, havia 40 notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia em circulação, no valor total atualizado de R\$ 442 milhões.

Em 6 de março de 2009, foram emitidas 300 notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 1 milhão, totalizando o montante de R\$ 300 milhões. As notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia fazem jus a remuneração equivalente à acumulação de 125% da Taxa DI e tem prazo de até 360 dias a contar da data de emissão. O valor total atualizado das notas promissórias corresponde a R\$ 304 milhões. As notas promissórias da 4ª emissão serão resgatadas antecipadamente pela Companhia na data de subscrição e integralização das debêntures da 3ª emissão da Companhia, cuja distribuição pública será realizada no âmbito do Programa de Distribuição, nos termos da Instrução CVM n.º 400/03.

Ofertas Públicas de Aquisição de Ações e/ou Outros Valores Mobiliários

Nenhuma oferta pública de aquisição de ações e/ou outros valores mobiliários de emissão da Companhia foi realizadas por terceiros nos últimos três exercícios sociais.

OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS

Contratos Celebrados com Partes Relacionadas

A Companhia possui contratos celebrados com suas Controladas e com sua controladora indireta, a SUEZ Tractebel, conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas nesta seção do Prospecto foi aprovada pelos órgãos da administração da Companhia e da Controlada ou da SUEZ Tractebel, conforme o caso, em observância aos limites de competência definidos no Estatuto Social da Companhia e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações, bem como no Estatuto ou Contrato Social de suas Controladas ou da SUEZ Tractebel, conforme o caso, e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações.

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Os termos e condições das operações descritas nesta seção do Prospecto, incluindo, mas não se limitando a valores, taxas e prazos, são compatíveis com os parâmetros usuais de mercado considerando as características e peculiaridades de cada uma dessas operações.

Itasa

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE Itá

Celebrado em 11 de setembro de 1998, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16 de outubro de 2030 destinado à prestação de serviços de operação e manutenção da UHE Itá e de serviços suplementares, tais como vigilância, limpeza, conservação e fiscalização de reservatório. O contrato tem valor original de R\$ 186 milhões, reajustado anualmente pelo índice IGPM e saldo devedor em 31 de dezembro de 2008 de R\$ 207 milhões.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

Celebrado em 15 de janeiro de 2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia produzidos na UHE Itá de propriedade da Itasa. O contrato vigorará até 16 de outubro de 2030, tendo preço de R\$ 49,30/MWh, reajustado anualmente pela variação do dólar acrescido da inflação norte americana e saldo devedor em 31 de dezembro de 2008 de R\$ 576 milhões.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

Celebrado em 15 de janeiro de 2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia produzidos na UHE Itá de propriedade da Itasa. O contrato vigorará entre 1º de fevereiro de 2001 e 16 de outubro de 2030, tendo preço de R\$ 68,75/MWh, reajustado anualmente pela variação do IGPM e saldo devedor em 31 de dezembro de 2008 de R\$ 2.195 milhões.

Lages Bioenergética

Contrato de Prestação de Serviços

Celebrado em 2 de janeiro de 2003, com vigência por prazo indeterminado, possui como objeto a prestação de serviços de administração operacional, em virtude de a Lages Bioenergética não possuir quadro próprio de empregados. A remuneração prevista no contrato correspondia a R\$ 11 mil por mês, reajustada anualmente pela variação do IGPM.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages

Celebrado em 1º de abril de 2004, com término em 31 de março de 2012, por meio do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções da Unidade de Co-geração Lages. O valor do contrato correspondia a R\$ 10 milhões. O saldo devedor de referido contrato em 31 de dezembro de 2008 era de R\$ 5,4 milhões.

Tractebel Energia Comercializadora

Contrato de Prestação de Serviço

Celebrado em 1º de novembro de 2004, com vigência por prazo indeterminado, tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da Tractebel Energia Comercializadora. A remuneração prevista no referido contrato correspondia a R\$ 3 mil por mês, reajustada anualmente pela variação do IGPM.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE 09.260 – CVE

Celebrado em 22 de janeiro de 2009 entre a Companhia e a Tractebel Comercializadora, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia Comercializadora de 540 MW médios de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1º de janeiro de 2009 e 31 de dezembro de 2009. O preço do contrato corresponde a R\$ 96,59/MWh, não reajustável. O saldo devedor de referido contrato em 31 de dezembro de 2008 era de R\$ 445,8 milhões.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE-05.151A-CVE

Celebrado em 21 de novembro de 2005 entre a Companhia e a Tractebel Energia Comercializadora, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia Comercializadora de 150 MW médios de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1º de março de 2008 e 1 de março de 2015 e preço de R\$ 64,31/MWh, reajustado pela variação do IPCA. O saldo devedor de referido contrato em 31 de dezembro de 2008 era de R\$ 591,8 milhões.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE 05.151 B – CVE

Celebrado entre a Companhia e a Tractebel Energia Comercializadora, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia Comercializadora de 190 MW médios de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1º de janeiro de 2009 e 31 de dezembro de 2016. Tendo em vista o início de suprimento do referido contrato, em 31 de dezembro de 2008 não havia saldo devedor.

CESS

Contrato de Prestação de Serviço

Celebrado entre a Companhia e a CESS em 2 de agosto de 2004 e com vigência por prazo indeterminado, referido contrato tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da CESS. O valor da remuneração é correspondente a R\$ 30 mil por mês, reajustada anualmente pela variação do IGPM.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE São Salvador

Celebrado em 4 de março de 2002 e com término em 15 de outubro de 2023, data final do financiamento, por meio do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções da UHE São Salvador. O valor contratual é de (i) R\$ 357 mil/mês para o período de mobilização; (ii) R\$ 310 mil/mês para os anos um a cinco; e (iii) R\$ 305 mil/mês para os anos seis a 10 e (iv) R\$ 310 mil/mês a partir do 11º ano de operação, reajustado anualmente com base na variação do IGPM.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE São Salvador

Celebrado em 18 de dezembro de 2008 e com término em 31 de maio de 2009, referido contrato objetiva financiar o cumprimento de obrigações com fornecedores para conclusão das obras da UHE São Salvador, cujo saldo restante era de R\$ 8,7 milhões em 31 de dezembro de 2008. Referido contrato tem valor correspondente a R\$ 15 milhões, com atualização com base na taxa SELIC.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE 09.261–CVE-PI

Celebrado em 22 de janeiro de 2009 entre a Companhia e a CESS, referido contrato objetiva regular a venda de 70 MW médios de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1º de janeiro de 2009 e 31 de julho de 2009. O preço do contrato é correspondente a R\$ 94,78/MWh, não reajustável. Tendo em vista a data do início de suprimento do referido contrato, em 31 de dezembro de 2008 não havia saldo devedor.

Contrato de Compra e Venda de Energia CESS 08.002–CVE-G

Celebrado em 3 de novembro de 2008 entre a Companhia e a CESS, referido contrato objetiva regular a compra de 7,9 MW médios de energia elétrica, com vigência entre 1º de julho de 2009 e 31 de dezembro de 2009. O preço do contrato é correspondente a R\$ 104,74/MWh, não reajustável. Tendo em vista a data de início de suprimento do referido contrato, em 31 de dezembro de 2008 não havia saldo devedor.

SUEZ-Tractebel S.A. (controladora indireta)

Contrato de Prestação de Serviços

Celebrado em 17 de abril de 2007, regula a prestação de serviços da SUEZ-Tractebel S.A. à Companhia, os quais abrangem a consultoria: (i) gerencial; (ii) em *marketing*; (iii) em assuntos operacionais; (iv) financeira, contábil e de procedimentos de controle; (v) jurídica; e (vi) em desenvolvimento de projetos, conforme especificados no “Anexo - Serviços” de referido contrato. Não estão incluídos no objeto do contrato os serviços que (i) impliquem em transferência de tecnologia; ou (ii) caracterizem qualquer tipo de licenciamento para metodologias específicas ou para uso de nomes, marcas registradas ou nomes comerciais.

A contratação foi aprovada por unanimidade pelos acionistas minoritários da Companhia, na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 17 de abril de 2007, tendo o Acionista Controlador renunciado ao seu 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 a ser convocada para este fim. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de EUR 1,5 milhões, devendo os honorários ser submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia. O contrato foi revalidado na 22ª Assembléia Geral Extraordinária realizada em 8 de abril de 2008, por maioria de votos e nas mesmas condições aprovadas anteriormente.

Valores Reconhecidos nas Contas Patrimoniais e Resultados Consolidados da Companhia

Os quadros abaixo apresentam os valores reconhecidos nas contas patrimoniais e de resultado consolidadas da Companhia resultantes de transações com suas Controladas e controladoras (direta e indireta) nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008:

	31 de dezembro de 2008						
	R\$ Milhões						
	GDF SELA	ITASA	LAGES	TBLC ^(a)	CESS	SESA BidCO Ltd.	Total
Ativo							
Contas a receber	-	2	-	100	-	-	102
Dividendos	-	4	5	-	-	-	9
Mútuo	-	-	-	-	10	-	10
Passivo							
Fornecedores	-	11	-	-	-	-	11
Dividendos / Juros Sobre o Capital Próprio	103	-	-	-	-	-	103
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	194	194

^(a) Tractebel Energia Comercializadora

	31 de dezembro de 2008							
	R\$ milhões							
	CEM	ITASA	LAGES	TBLC	EAS	GAMA	SUEZ TRACTEBEL S.A.	Total
Resultado								
Receita de Suprimento de Energia	-	-	4	409	-	-	-	413
Receita de Serviços								
Operação e manutenção	-	11	2	-	-	-	-	13
Custo de Energia Elétrica								
Compra energia	47	120	-	-	-	-	-	167
Outros	-	-	-	11	-	-	-	11
Despesas Gerais e Administrativas	-	-	-	-	-	-	5	5
Resultado de Participações Societárias	11	17	7	28	(6)	(2)	-	55

	31 de dezembro de 2007 (R\$ milhões)					
	SELA	CEM	Itasa	Lages	TBLC	Total
Ativo						
Contas a receber	-	-	2	1	53	56
Dividendos a receber de controladas	-	61	4	5	21	91
Passivo						
Fornecedores	-	33	10	-	6	49
Dividendos e juros sobre o capital próprio	366	-	-	-	-	366

31 de dezembro de 2007
(R\$ milhões)

	SUEZ	CEM	Itasa	Lages	TBLC	Total
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	6	323	329
Serviços						
Administração	-	1	-	-	-	1
Operação e manutenção	-	2	10	1	-	13
Custo de Energia Elétrica						
Compra energia	-	277	116	-	-	393
Despesas Operacionais						
Gerais e Administrativas	3	-	-	-	-	3
Financeiro						
Resultado de Participações Societárias	-	95	12	8	64	179

31 de dezembro de 2006
(R\$ milhões)

	SELA	CEM	Itasa	LAGES	TBLC	Total
Ativo						
Contas a receber	1	-	1	1	15	18
Dividendos a receber de Controladas	-	84	3	16	-	103
Passivo						
Fornecedores	-	32	10	-	-	42
Dividendos e juros sobre o capital próprio	328	-	-	-	-	328
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	6	136	142
Receitas de serviços						
Administração	-	1	-	-	-	1
Operação e manutenção	-	2	10	1	-	13
Custo de Energia Elétrica e Serviços						
Compra de energia	-	268	115	-	-	383

Garantias a Terceiros

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era parte em contratos em que figurava como terceiro garantidor de obrigações assumidas por suas Controladas, conforme descrito abaixo.

Itasa

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia e os demais acionistas da Itasa eram intervenientes nos contratos firmados entre a Itasa e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. Os acionistas 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 31 de dezembro de 2008, totalizava R\$ 354 milhões, dos quais R\$ 173 milhões eram de responsabilidade da Companhia e que equivalem a 48,75%, participação da Companhia na Itasa, a qual se estava devidamente consolidada em seu balanço.

A Itasa, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu em garantia, ao BNDES e aos Agentes Financeiros: (i) penhor de direitos emergentes da concessão para a exploração da UHE Itá; (ii) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com seus acionistas; (iii) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES, substituída por fiança bancária; e (iv) três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da Itasa ao BNDES e aos agentes financiadores.

Lages Bioenergética

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Lages Bioenergética e o BRDE, em 25 de julho de 2003, tendo cedido, em garantia, suas quotas de participação no capital social da controlada até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida, em 31 de dezembro de 2008, totalizava R\$ 25 milhões, sendo esta de integral responsabilidade da Companhia, já que a Lages Bioenergética é sua subsidiária integral.

A Lages Bioenergética, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato acima citado, cedeu em garantia: (i) os direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Companhia; (ii) os direitos de indenização decorrentes dos contratos de compra e venda de vapor e compra e venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e Battistella Indústria e Comércio Ltda.; (iii) os direitos emergentes da autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente; e (iv) a obrigação de manter aberta uma conta reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

CESS

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia era interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse contrato com o BNDES n.º 10/247.241-5 celebrado em 19 de março de 2007 entre a CESS e os agentes repassadores (Unibanco, Banco Bradesco S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Santander Banespa S.A. e Banco Votorantim S.A., sendo o Unibanco, o agente líder) no valor de R\$ 380 milhões. O contrato foi aditado em 12 de setembro de 2007. O crédito foi destinado à implantação da UHE São Salvador, bem como a construção das linhas de transmissão e de sub-transmissão necessárias à sua conexão ao SIN.

Em garantia das obrigações decorrentes do contrato supra, foram oferecidas as seguintes garantias: (i) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão n.º 17/2002 para a exploração da UHE São Salvador; (ii) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS; (iii) obrigação de manter aberta uma conta reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida, acrescido do valor de 3 (três) meses de pagamento do contrato de operação e manutenção do projeto; (iv) penhor sobre a totalidade das ações de emissão da beneficiária, CESS, detidas pela Companhia; (v) Fiança Corporativa emitida pela Companhia, obrigando-se na qualidade de devedora solidária e principal pagadora de todas as obrigações decorrentes do contrato de financiamento, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366; 827 e 838 do Código Civil; (vi) seguro contra riscos de engenharia para a fase de construção; e (vii) seguro contra riscos operacionais para a fase de operação.

A Companhia, por meio da celebração do “Primeiro Aditivo ao Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse contrato com o BNDES n.º 06.2.1124.1” em 12 de setembro de 2007, passou a integrar referido contrato como interveniente fiadora.

O Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse com o BNDES n.º 06.2.1124.1, no valor de R\$ 190 milhões, foi celebrado em 19 de março de 2007 pela CESS com o BNDES. O crédito foi destinado à implantação da UHE São Salvador, bem como a construção das linhas de transmissão e de sub-transmissão necessárias à sua conexão ao SIN. Atuam como agentes repassadores em referido contrato Unibanco - União de Bancos Brasileiros. S.A., Banco Bradesco S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Santander Banespa S.A. e Votorantim, sendo o Unibanco – União de Bancos Brasileiros. S.A., o agente líder.

Em garantia às obrigações decorrentes do contrato supra, foram oferecidas as seguintes garantias: (i) penhor de direito emergentes da concessão; (ii) penhor de ações; (iii) penhor de dividendos ou de juros sobre o capital próprio; e (iv) seguro de riscos operacionais.

Em 31 de dezembro de 2008, a dívida oriunda desses contratos era de R\$ 613 milhões.

3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2008, respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2007, respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

-
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2008, respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



TRACTEBEL ENERGIA S. A.

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

DOS

EXERCÍCIOS DE 2008 E DE 2007

**DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES
COM INVESTIDORES**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia S.A. (“Tractebel Energia”, “Tractebel” ou a “Companhia”) tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008. As informações estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Mensagem da Administração

A Tractebel Energia comemorou 10 anos em 2008, exercício que também ficou marcado por sua consolidação como maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil. Nessa primeira década de história, passamos por dois ciclos de crescimento, os quais proporcionaram um incremento de 10 usinas às oito iniciais. Atualmente, nosso parque gerador é composto por sete hidrelétricas, seis termelétricas e cinco usinas das chamadas fontes complementares de energia – duas pequenas centrais hidrelétricas, duas eólicas e uma movida a biomassa. Em decorrência dessa expansão, a capacidade instalada própria aumentou 66%, passando de 3.719 MW em 1998 para 6.189 MW neste ano.

No primeiro ciclo de crescimento, encerrado em 2003, o parque se expandiu com a termelétrica William Arjona (localizada no MS) e as hidrelétricas Itá (SC e RS), Machadinho (SC e RS) e Cana Brava (GO), além da Unidade de Co-geração Lages (SC), usina de biomassa cujo combustível é o resíduo da indústria madeireira. Juntos, esses empreendimentos somaram 2.199 MW à nossa capacidade instalada.

Os bons resultados obtidos com as novas usinas, o fluxo de caixa vigoroso e o apoio do nosso controlador, o Grupo GDF SUEZ, nos permitiram iniciar um novo ciclo de crescimento em 2007, com a aquisição da hidrelétrica Ponte de Pedra (MS e MT), e que se estendeu em 2008, com investimentos em fontes complementares de energia. Além de reforçar nosso conhecimento sobre esse segmento, alcançamos a meta de desenvolver 100 MW de energia delas provenientes: concluímos a aquisição das Pequenas Centrais Hidrelétricas Rondonópolis (MT), José Gelazio da Rocha (MT) e Arcia Branca (MG) – as duas primeiras já em operação e a terceira com previsão de início de geração para 2009 – e de duas usinas eólicas, Beberibe (CE) e Pedra do Sal (PI), ambas já em atividade.

Estamos desenvolvendo outros três projetos. A inauguração do primeiro deles, a hidrelétrica São Salvador (TO), prevista para fevereiro de 2009, marcará a presença da Tractebel Energia em todas as regiões do país, enquanto que a hidrelétrica Estreito (MA) e a usina de biomassa Destilaria Andrade (SP) têm previsão de início de atividades para 2010. Somados à Arcia Branca, eles incrementarão nossa capacidade de geração em 716 MW. Há ainda o projeto Seival, de até 540 MW e adquirido também no ciclo atual, que aguarda momento oportuno para seu início.

O resultado financeiro foi igualmente expressivo em 2008: alcançamos o maior lucro líquido de nossa história, R\$ 1.115,2 milhões, 6,6% a mais do que em 2007, apesar da redução da capacidade comercial das termelétricas determinada em portaria. Operacionalmente, mesmo com as usinas termelétricas tendo operado com alta exigência de despacho, o índice de disponibilidade aumentou e atingiu 98,7%, desconsiderando-se as paradas programadas, outro resultado recorde nesses 10 anos de atividades.

Sentimo-nos preparados para enfrentar a crise financeira mundial e dispostos a continuar crescendo e criando valor nos próximos anos: a capacidade comercial, incluindo novas usinas e aquisições de terceiros, está quase totalmente contratada até 2010; o forte fluxo de caixa e os financiamentos do governo por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em especial aqueles que fazem parte do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), nos permitem manter a expansão e os investimentos nos projetos em desenvolvimento. Além disso, nossa exposição a oscilações cambiais é baixa - menos de 12% da dívida bruta é composta por moedas estrangeiras -, e tende a diminuir ainda mais nos próximos anos.

O bom desempenho econômico da Companhia na última década está intimamente ligado ao nosso comprometimento com o desenvolvimento sustentável. Atuamos sempre respeitando o meio ambiente, que provê os recursos necessários para gerarmos energia elétrica. O foco de nossa atividade pauta-se, assim, no equilíbrio do tripé que nos sustenta: apresentar excelente desempenho econômico, ser socialmente justo e atuar com responsabilidade ambiental. Conduzindo nosso negócio de maneira sustentável, criamos valor para todas as partes interessadas, nossos *stakeholders*.

O reconhecimento desse compromisso foi evidenciado novamente em 2008 com nossa permanência, pelo quarto ano consecutivo, na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&F Bovespa - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros. Adicionalmente, todas as nossas usinas tiveram as certificações NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001 renovadas, com exceção, naturalmente, das recém adquiridas. Além disso, dentre outros prêmios, por conduzir nossos negócios em conformidade com as melhores práticas de governança corporativa e demonstrar compromisso com a prestação de contas e com a transparência na gestão, ficamos em primeiro lugar entre As Melhores Companhias para os Acionistas no III Ranking Capital Aberto, que aponta as empresas que mais se destacaram em rentabilidade do negócio, rentabilidade da ação, liquidez, governança corporativa e sustentabilidade.

Durante a última década buscamos árdua e permanentemente inovar, explorar novas oportunidades e expandir nosso parque gerador por todo o país. Neste ano de consolidação, comemoramos os resultados desse empenho e seguimos inspirados a trabalhar com energia para expandir ainda mais as atividades. Nossa vontade de continuar crescendo é forte, bem como o compromisso com a preservação ambiental e com o desenvolvimento social. Agradecemos aos nossos empregados, investidores, clientes, fornecedores e sociedade pela participação, dedicação e confiança na construção dessa história de sucesso.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor-Presidente

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração



1_Perfil Institucional

Maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, a Tractebel tem sede em Florianópolis, Santa Catarina, e atua há 10 anos na implantação e operação de usinas geradoras e na comercialização de energia elétrica.

A Companhia tem ações negociadas no Novo Mercado da BM&F Bovespa S.A. - Bolsa de Valores Mercadorias e Futuros e é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., subsidiária do grupo franco-belga GDF SUEZ, um dos maiores do mundo nas áreas de energia, água e gestão de resíduos.

Em 10 anos o parque gerador da Tractebel cresceu 66% totalizando 6.189 MW de capacidade instalada própria, por meio de 18 usinas em operação. Sua geração é responsável pelo atendimento de cerca de 6% do consumo de eletricidade nacional. A capacidade leva em conta as usinas operadas integralmente pela Tractebel e a participação de 19,3% da Companhia na Usina Hidrelétrica Machadinho, que tem capacidade total de 1.140 MW, e de 70,0% na Usina Hidrelétrica Itá, com capacidade total de 1.450 MW. Considerando-se as parcelas detidas por outros investidores, a capacidade instalada total do parque operado pela Tractebel é de 7.248 MW. Além das usinas em funcionamento, quatro estão em fase de construção e irão agregar 716 MW à capacidade própria.

2_Expansão do Parque Gerador

Em 2008 a Companhia fortaleceu sua posição de liderança no mercado adquirindo seis novas usinas com capacidade instalada total de 290 MW: a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (aquisição iniciada em 2007 e concluída em 2008), as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) José Gelazio da Rocha, Rondonópolis e Areia Branca (esta em construção) e as Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal. Esses investimentos totalizaram R\$ 1.085,8 milhões.

Com a construção de novas usinas - as hidrelétricas São Salvador e Estreito, a termelétrica Destilaria Andrade e a PCH Areia Branca - a Tractebel está expandindo seu parque gerador para todas as regiões do país, com operação nos estados de Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, São Paulo, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás, Ceará, Piauí, Minas Gerais, Tocantins, e Maranhão.

As novas usinas São Salvador (243 MW), Estreito (135 MW e ainda a ser transferida pelo controlador para a Companhia), Destilaria Andrade (18 MW) e Areia Branca (20 MW) irão agregar ao parque gerador 716 MW. Essa soma contempla a participação da Tractebel de 40,1% no consórcio da hidrelétrica Estreito, com capacidade total de 1.087 MW e de 55,4% no consórcio da termelétrica Destilaria Andrade, com capacidade total de 33 MW. Considerando-se a capacidade total das usinas, serão agregados à operação da Tractebel 1.383 MW.

A Companhia mantém os estudos para o desenvolvimento da termelétrica Seival, no Rio Grande do Sul, com potência esperada de 340 MW, voltada para o mercado externo. A demanda de investimento das cinco usinas está estimada em R\$ 5 bilhões, podendo ser maior, uma vez que a capacidade máxima permitida é de 540 MW.

2.1 Controle Acionário

Em 31 de dezembro de 2008 o capital social da Companhia totalizava R\$ 2.445,8 milhões, composto por 652.742.192 ações ordinárias negociadas regularmente na BM&F Bovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros sob o código TBLE3. A Companhia possui um programa de ADRs (*American Depositary Receipts*) Nível I, negociados no mercado de balcão norte-americano sob código TBLEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

A GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. detém o controle acionário com 68,71% do capital.



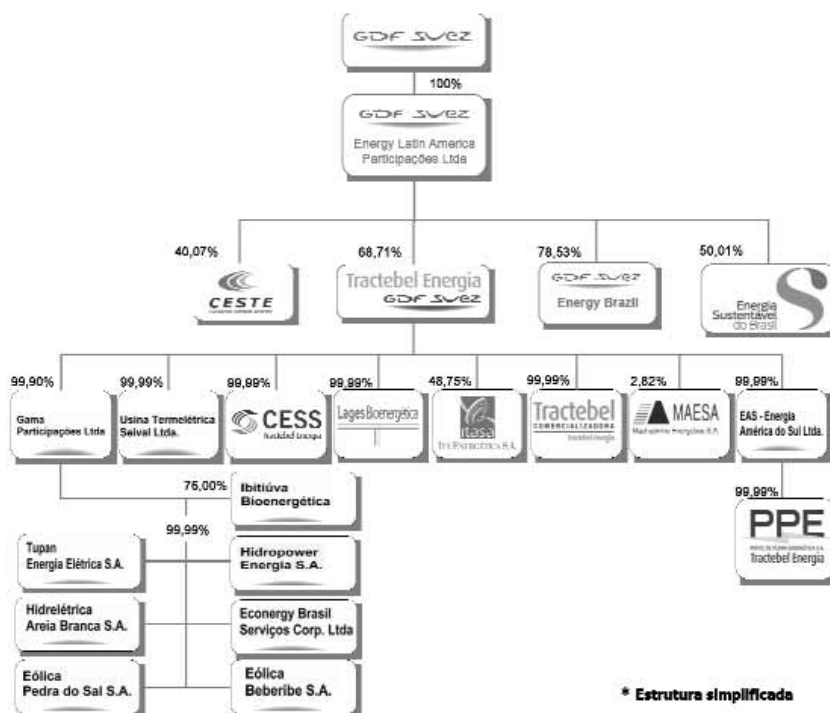
2.2 Estrutura Societária

A GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., integrante do grupo GDF SUEZ, é a controladora da Tractebel Energia, que, por sua vez, detém o controle direto ou indireto das seguintes empresas: Companhia Energética São Salvador; Lages Bioenergética Ltda.; Scival Participações S.A.; Ponte de Pedra Energética S.A.; Gama Participações Ltda.; e Tractebel Energia Comercializadora Ltda., que intermedeia e opera compras, vendas, importações e exportações de energia elétrica no mercado de livre negociação.

A Companhia possui também participação de 2,82% na Machadinho Energética S.A. (Maesa), e de 19,28% no consórcio de exploração da Usina Hidrelétrica Machadinho.

Adicionalmente, a Tractebel possui o controle compartilhado da empresa que detém a concessão para exploração da Usina Hidrelétrica Itá, a Itá Energética S.A. (Itasa) - com participação de 48,5% - e do Consórcio Itá, responsável pela construção do empreendimento, com 39,5%. Essas participações totalizam a detenção de 70% da Usina Hidrelétrica Itá.

Organograma Societário*



* Estrutura simplificada

Aquisições de Controladas

Em 29 de abril de 2008 a EAS - Energia América do Sul Ltda. ("EAS"), controlada integral da Companhia, concluiu a aquisição da Ponte de Pedra Energética S.A., que detém a concessão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, pelo montante de R\$ 645,0 milhões.

Por meio de sua controlada Gama Participações Ltda. ("Gama"), a Companhia adquiriu em 2008, por aproximadamente R\$ 240,9 milhões, a totalidade do capital social da Tupan Energia Elétrica S.A. ("Tupan") e a totalidade do capital social da Hidropower Energia S.A. ("Hidropower"). A Tupan detém autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, em operação comercial desde dezembro de 2007. A Hidropower detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW, em operação comercial desde fevereiro de 2007.

Em 22 de dezembro de 2008 a Gama anunciou ainda a aquisição da totalidade do capital social das seguintes empresas: Eólica Beberibe S.A., que detém autorização para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW; Eólica Pedra do Sal S.A., que detém autorização para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW; Hidrelétrica Areia Branca S.A. que detém autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW; e Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda., sociedade prestadora de serviços para a implementação dos três ativos de geração anteriormente citados. O preço total das referidas aquisições atingiu R\$ 200,0 milhões.

3 Ambiente Econômico

Em 2008 a economia brasileira apresentou um crescimento de 5,6%, apesar do agravamento da crise econômica internacional no último trimestre do ano.

A inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sofreu ligeiro aumento, mas manteve-se dentro da meta estabelecida pelo governo, fechando o ano em 5,9%. A redução do ritmo das atividades econômicas e os reajustes nos preços dos alimentos foram os principais responsáveis pela elevação do índice de inflação.

A taxa de juros Selic também apresentou alta e encerrou o ano em 13,75%, aumento de 2,5 p.p. em relação ao ano anterior, interrompendo a trajetória descendente observada desde 2006.

Em relação ao câmbio, apesar dos esforços do Banco Central em diversos leilões de dólares de reserva para evitar uma forte alta, a moeda norte-americana encerrou o ano cotada a R\$ 2,33, o que representou uma valorização de 31,3% perante o real.

A produção industrial registrou elevação de 3,1% no ano, reflexo do aumento na produção em 17 setores, com destaque para outros equipamentos de transporte (42,2%), o segmento farmacêutico (12,7%) e minerais não-metálicos (8,3%). As categorias de uso também apresentaram expansão em bens de capital (14,4%), bens de consumo duráveis (3,8%), semi e não-duráveis (1,4%) e bens intermediários (1,6%). A expansão, porém, é menor em 2,9 p.p. quando comparada à de 2007, em consequência da forte desaceleração da atividade industrial no último trimestre do ano.

O nível de emprego na indústria acompanhou a produção industrial e, ao longo de 2008, verificou crescimento de 2,1%. A folha de pagamento na indústria, por sua vez, registrou avanço de 6% em relação a 2007, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

O fluxo cambial no país, que considera a soma dos resultados financeiro e comercial, fechou o ano com resultado negativo afetado pela crise, com a saída de US\$ 983 milhões, pior resultado desde 2002.

Em meio à turbulência, contudo, o Brasil conquistou posição credora no exterior, pela primeira vez na história, ao fortalecer suas reservas internacionais e quitar sua dívida externa com o Fundo Monetário Internacional (FMI). Como resultado do equilíbrio das contas públicas, o país passou a ser considerado *investment grade* pelas agências de classificação de risco, o que aumenta a confiança internacional e contribui para atrair novamente investimentos estrangeiros diretos.

4_Consumo de Energia Elétrica

O consumo faturado no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2008 totalizou 445,4 TWh, indicando aumento de 2,8% em relação ao do ano anterior, conforme dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esse crescimento foi bastante inferior ao registrado no mesmo período de 2007, que foi de 5,7%.

No primeiro trimestre do ano a redução no ritmo de crescimento da demanda foi decorrente dos elevados preços no mercado de curto prazo e das temperaturas amenas.

No período compreendido entre os meses de maio e setembro a demanda apresentou uma sensível recuperação no crescimento, sendo que em junho, julho e agosto o crescimento em relação aos mesmos meses do ano anterior foi de 5,2%.

No último trimestre do ano verificou-se a desaceleração do crescimento da demanda, decorrência enfim da crise financeira mundial.

5_Desempenho Operacional

5.1_Disponibilidade

O índice de disponibilidade das usinas operadas pela Tractebel em 2008 alcançou 98,7%, desconsiderando-se as paradas programadas. Esse valor corresponde a um aumento de 0,7 p.p. em relação ao ano anterior e estabelece o recorde histórico da Companhia. Ele é composto pela disponibilidade de 99,6% na geração hidrelétrica e 94,3% na termelétrica. Se consideradas as paradas programadas, a disponibilidade global foi de 96,4% nas hidrelétricas e 88,0% nas termelétricas. Os dados mencionados não contemplam as usinas que foram adquiridas em 2008.

5.2_Produção

Como preâmbulo desse item, cabe lembrar que a Tractebel adquiriu usinas novas e em operação ao longo de 2008.

No acumulado do ano, levando-se em conta somente as usinas pertencentes à Tractebel ao final de 2007, a produção alcançou 33.258 GWh (3.786 MW médios), uma redução de 1,8% em relação aos 33.858 GWh (3.865 MW médios) registrados em 2007. Ainda nos 12M08, agora adicionando-se as usinas incorporadas ao longo do ano, a produção atingiu 34.128 GWh (3.885 MW médios), um acréscimo de 0,8% em relação ao ano anterior, constituindo-se em outro recorde. Ainda levando-se em conta os 12M08, desta feita, porém, contabilizando-se a produção anual antes e depois das respectivas incorporações, as usinas operadas pela Tractebel produziram 34.709 GWh (3.951 MW médios), um acréscimo de 2,5% em relação a 2007.

O detalhamento dos valores acima descritos consta na tabela abaixo:

Produção (em MW médios)****

Usinas	12M07	12M08*	12M08*/12M07	12M08**	12M08**/12M07	12M08***	12M08***/12M07
Hidrelétricas	3.294	3.164	-3,7%	3.260	-0,8%	3.304	0,6%
Termelétricas	563	616	9,7%	616	9,7%	616	9,7%
Complementares	8	6	-19,2%	9	15,6%	31	307,4%
Total	3.865	3.786	-1,8%	3.885	0,8%	3.951	2,5%

(*) Considera a mesma base de ativos existente em 31/12/2007.

(**) Considera somente o período pós-aquisição pela Tractebel.

(***) Considera os períodos pré e pós-aquisição pela Tractebel.

(****) Em razão de 2008 ser bissexto e 2007 não, os dados de variação envolvendo 12M contemplam o cálculo em GWh, e não MW médios.

Cabe ressaltar que o aumento ou a redução da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria ou deterioração de seu desempenho econômico-financeiro no período em análise. A razão é a adoção do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que dilui os riscos de geração hidrelétrica entre os seus participantes.

O aumento da geração termelétrica reduz a exposição ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas todas as outras variáveis.

A capacidade instalada própria da Companhia em 31 de dezembro de 2008 totalizava 6.189 MW, um crescimento de mais de 66% em relação aos 3.719 MW existentes em setembro de 1998, época da aquisição do controle no leilão de privatização.

5.3_Clientes

A diversificada carteira de clientes da Tractebel abrange distribuidoras de energia, comercializadoras e clientes livres (majoritariamente grandes consumidores industriais), atendidos por meio de contratos flexíveis no tocante ao volume e à duração. Adicionalmente, no segmento de clientes livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas entre indústrias de diferentes setores da economia.

A Companhia mantém um relacionamento estreito com seus clientes, o que possibilita detectar suas necessidades e desenvolver produtos e serviços individualizados que contribuem para a sua fidelização.

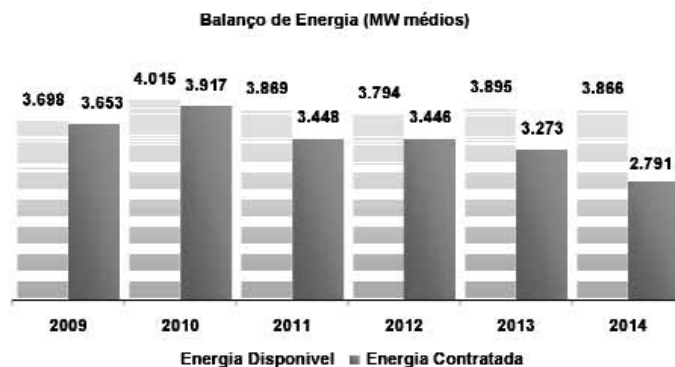
Em 2008 a participação dos clientes livres nas vendas físicas da Companhia se manteve estável em relação a 2007, com 33,9%, enquanto que a sua participação na receita operacional bruta relativa às vendas contratadas aumentou 2,1 p.p., alcançando 30,1%.



5.4_Balanço de Energia

Com base em previsões do setor, que apontam para um potencial aumento de preço de energia, a Companhia optou por ter parte de sua disponibilidade descontratada a partir de 2011.

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda em vigor na data de 31 de dezembro de 2008, o balanço de energia da Tractebel mostra que a Companhia está com sua disponibilidade de energia, incluindo aquisições de terceiros, quase totalmente contratada até 2010.



6_Desempenho Econômico-Financeiro

6.1_Principais Indicadores

As informações apresentadas a seguir se encontram em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

	2006	2007	2008	Variação 2008/2007
Indicadores Econômicos (R\$ milhões)				
Receita Operacional Bruta	3.005	3.365	3.834	13,9%
Receita Operacional Líquida	2.706	3.043	3.441	13,1%
EBITDA ¹	1.595	1.856	2.180	17,5%
Margem EBITDA (%)	58,90	61,00	63,40	2,4 p.p.
Resultado de Serviço – EBIT ²	1.387	1.620	1.914	18,1%
Resultado Financeiro	(156)	(135)	(324)	140,0%
Lucro Líquido	979	1.046	1.115	6,6%
Indicadores Financeiros (R\$ milhões)				
Ativo Total	5.539	6.598	8.342	26,4%
Patrimônio Líquido	2.765	2.817	3.171	12,6%
Investimentos	69	379	1.489	292,4%
Dívida Líquida Ajustada	1.025	1.019	2.559	151,1%
Ações				
Nº de Ações (mil)	652.742	652.742	652.742	0,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação (R\$)	1,5001	1,6019	1,7084	6,6%
Preço Médio da Ação – ON (R\$)	16,53	20,32	20,99	3,3%
Distribuição de Dividendos (R\$ milhões)	930	993	756	-23,9%
Mercado				
Vendas de Energia (GWh)	32.836	32.800	30.661	-6,5%
Vendas de Energia (MW médios)	3.748	3.744	3.491	-6,8%
Corpo Funcional				
Empregados (nº)	905	917	941	2,6%

(1) EBITDA representa: lucro operacional + resultado financeiro + depreciação e amortização

(2) EBIT representa: lucro operacional + resultado financeiro

Reconciliação do EBITDA:

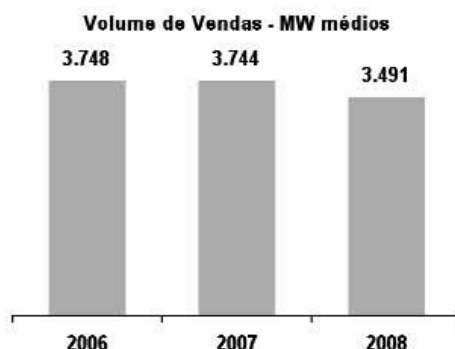
	2006	2007	2008	Variação 2008/2007
(valores em R\$ mil)				
Resultado Operacional	1.226.977	1.485.338	1.589.520	7,0%
(+/-) Resultado Financeiro	156.208	134.653	324.250	140,8%
(-) Resultado da Equivalência	(300)	-	-	-
(+) Depreciação e Amortização	215.111	235.866	266.383	12,9%
EBITDA	1.597.996	1.855.857	2.180.153	17,5%

Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Contábeis.

6.2 Receita Operacional Bruta

No exercício de 2008 a receita operacional bruta alcançou R\$ 3.834,1 milhões, 14,0% superior àquela auferida em 2007, que foi de R\$ 3.364,7 milhões. A evolução ocorreu em função, substancialmente, do que segue: (i) aumento do preço médio da energia vendida, desconsiderando-se as exportações, em 14,8%, crescendo de R\$ 97,84/MWh em 2007 para R\$ 112,31/MWh em 2008; (ii) redução de 6,5% na quantidade de energia vendida, passando de 32.800 GWh (3.744 MW médios) para 30.661 GWh (3.491 MW médios), devido à redução da garantia física de determinadas usinas termelétricas imposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e à perda da autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para comercialização do lastro referente ao contrato de importação de 300 MW de potência com energia associada da Companhia de Interconexão Energética (CIEN); (iii) crescimento de R\$ 256,7 milhões na receita de transações com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme descrito a seguir em item específico, (iv) redução da exportação de energia para a Argentina e o Uruguai em R\$ 135,4 milhões, correspondentes a 947,6 GWh, e (v) ingresso de receitas pela venda da energia gerada na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP) no valor de R\$ 97,8 milhões, a qual está refletida na composição do preço médio e na variação do volume vendido em 2008 acima mencionadas.

Cabe considerar que, com exceção da UHPP, as receitas decorrentes das usinas adquiridas no ano em análise, ou seja, as Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal, e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) José Gelazio da Rocha e Rondonópolis, não resultaram em efeitos relevantes na receita operacional bruta.



6.2.1_Suprimento de Energia Elétrica

No acumulado de 2008 a receita de suprimento de energia, aquela originária da venda a agentes que não consumidores livres, atingiu R\$ 2.754,2 milhões, maior em 13,7% à apresentada no mesmo período do ano anterior, que foi de R\$ 2.421,5 milhões, efeito, principalmente, (i) do incremento de 32,4% no preço e de 13,3% na quantidade de vendas a comercializadoras; (ii) da maior receita com transações na CCEE, conforme exposto a seguir em item específico; e (iii) da redução da exportação de energia para Argentina e Uruguai, conforme anteriormente mencionado. Do total da receita de suprimento, R\$ 296,0 milhões tiveram origem nas operações na CCEE (R\$ 39,2 milhões em 2007) e R\$ 2.458,3 milhões resultaram de vendas contratadas de energia (R\$ 2.382,3 milhões em 2007).

6.2.2_Fornecimento de Energia Elétrica

A receita anual do fornecimento de energia (venda a consumidores livres) foi de R\$ 1.059,5 milhões, aumento de 14,0% quando comparado aos R\$ 929,2 milhões faturados em 2007, consequência da redução em 6,9% nas vendas e do crescimento do preço em 21,9%.

6.3_Deduções da Receita Operacional

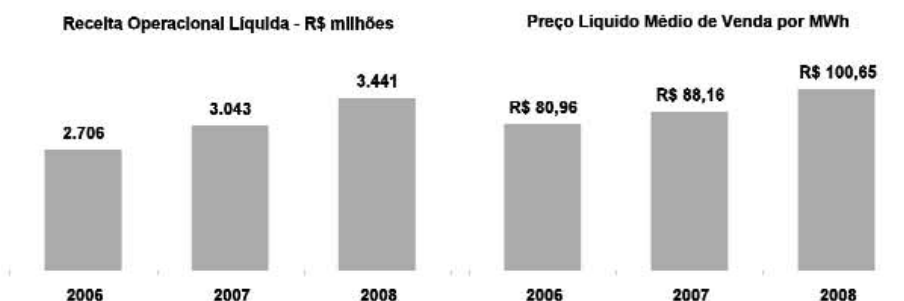
Em 2008 as referidas deduções alcançaram R\$ 393,1 milhões, valor 22,3% superior ao de 2007, que foi de R\$ 321,3 milhões. Esse acréscimo se deve, substancialmente, à combinação dos seguintes fatores: (i) crescimento de 13,9% na receita operacional bruta; (ii) aumento do PIS e Cofins, em função do vencimento de contratos de venda que estavam sob o regime de tributação cumulativo, à alíquota de 3,65%, e a sucessiva contratação desta energia sob o regime não cumulativo, à alíquota de 9,25%; e (iii) redução da exportação de energia, sobre a qual não incide ICMS, PIS e Cofins.

6.4_Receita Líquida de Vendas e Serviços

A receita líquida totalizou R\$ 3.441,0 milhões em 2008, 13,1% acima do registrado em 2007, que foi de R\$ 3.043,4 milhões.

Os aumentos apresentados nesses períodos estão diretamente relacionados ao crescimento da receita operacional bruta e das deduções da receita operacional, conforme anteriormente mencionados.

O preço médio líquido de venda (que expurga ICMS, PIS, Cofins e P&D), desconsiderando-se as exportações, passou de R\$ 88,16/MWh, em 2007, para R\$ 100,65/MWh, em 2008, representando crescimento de 14,2%, reflexo, substancialmente, do que foi acima comentado, além do incremento dos preços praticados para consumidores livres.



6.5_Custos de Energia Elétrica e Serviços

Os custos alcançaram R\$ 1.193,5 milhões em 2008, valor 10,9% superior em relação ao valor registrado em 2007, que foi de R\$ 1.076,6 milhões. Essa variação decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes destacados a seguir:

- **Energia elétrica comprada para revenda:** aumento de R\$ 218,9 milhões em 2008, em consequência da ampliação de 25,7% da quantidade de energia comprada para revenda e do aumento de 47,1% do preço médio em decorrência de maiores preços praticados nos novos contratos. Este percentual está em linha com o incremento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio de 2008, aproximadamente 40% maior que o de 2007.

- **Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:** redução de R\$ 136,8 milhões em 2008, conforme comentado a seguir em item específico.

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** redução de R\$ 23,0 milhões em 2008, refletindo, principalmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) ingresso de R\$ 92,4 milhões decorrente do consumo de óleo diesel na Usina Termelétrica William Arjona e Usina Termelétrica Alegrete, em virtude (i.i) do despacho das usinas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com o objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico do país e devido às baixas afluições verificadas em determinados períodos do ano (esses custos foram compensados pelo aumento da receita na CCEE, conforme a seguir descrito em item específico), e (i.ii) da exportação de energia para a Argentina e Uruguai por meio da usina Alegrete; (ii) queda de R\$ 104,1 milhões no consumo de carvão, combustível utilizado na geração de energia para exportação, que foi considerável no ano de 2007 e praticamente inexistente em 2008; e (iii) redução de R\$ 14,4 milhões no consumo de gás natural em virtude da suspensão do fornecimento desse combustível à usina William Arjona a partir de 1º de novembro de 2007.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R\$ 3,8 milhões em 2008, refletindo o reajuste tarifário anual e o ingresso do encargo relativo à geração da UHPP.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 27,6 milhões em 2008, em razão, substancialmente, do ingresso da depreciação dos ativos da Ponte de Pedra Elétrica S.A. (PPEISA).

6.6_Detalhamento das Operações na CCEE

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou na rubrica de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas.

A Tractebel Energia S.A., o agente principal dentre os que fazem parte do consolidado (outros exemplos são a Tractebel Energia Comercializadora e a Lages Bioenergética), em 2007 realizou dois registros na receita e dez registros na despesa, ao passo que em 2008 foram nove registros na receita e três registros na despesa. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo essa a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRI); (ii) do chamado “risco de submercado”; (iii) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (iv) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (v), naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao PLD.

No acumulado de 2008 a receita líquida auferida foi de R\$ 251,1 milhões contra uma despesa, no ano anterior, de R\$ 142,5 milhões, ou seja, um impacto positivo no resultado de R\$ 393,6 milhões entre os anos analisados.

Os efeitos positivos no resultado da Companhia entre os períodos comparados foram resultantes da combinação dos seguintes principais fatores:

- a) aprimoramento, em 2008, da estratégia de gerenciamento de portfólio, da qual faz parte a alocação mensal da energia assegurada anual das usinas. Tal estratégia, amparada pela maior volatilidade do PLD, permitiu à Companhia auferir resultados expressivos, principalmente em janeiro e fevereiro de 2008;
- b) despacho fora da ordem de mérito das usinas termelétricas William Arjona e Alegrete, substancialmente nos meses de fevereiro e março de 2008, para segurança energética do sistema elétrico brasileiro, por diretriz estabelecida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Parte do aumento dessa receita, entretanto, foi compensada com o aumento no custo com o consumo de combustível utilizado na geração dessa energia; e
- c) redução da exposição na CCLE em 2008 (ano que, como já mencionado, apresentou PLD médio consideravelmente superior ao de 2007) em relação à do ano anterior, devido principalmente:
 - (i) adequação da política comercial visando compensar as perdas do lastro da Companhia de Interconexão Energética (CIEN) e da redução das garantias físicas de usinas termelétricas impostas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), conforme anteriormente comentados no item referente à receita operacional bruta;
 - (ii) ao fato de a geração termelétrica a carvão no ano de 2008 ter sido totalmente direcionada ao SIN, enquanto que no ano anterior parte dessa energia foi destinada à exportação;
 - (iii) à intensificação de compra de energia no 2º semestre de 2008, como parte da estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia; e
 - (iv) à redução no consumo de clientes industriais verificada principalmente no mês de dezembro de 2008.

6.7_Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica, e somaram R\$ 250,1 milhões em 2008, 15,4% superior a 2007, quando foram de R\$ 216,8 milhões. Os aumentos verificados devem-se, basicamente, ao reajuste tarifário anual e, em menor monta, ao ingresso de R\$ 10,6 milhões relativos aos encargos incorridos pela Ponte de Pedra Energética S.A. (PPEISA).

6.8_Despesas Gerais e Administrativas

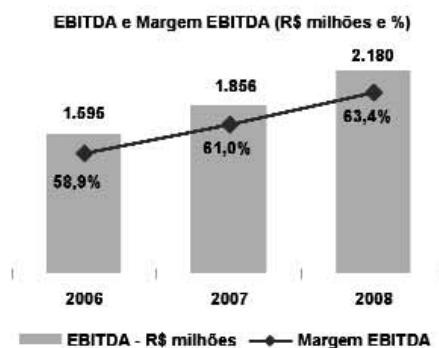
No ano de 2008 as despesas gerais e administrativas passaram de R\$ 130,1 milhões para R\$ 162,3 milhões, evolução de 24,8%, em decorrência, principalmente, do que segue: (i) aumento de R\$ 11,6 milhões em serviços de terceiros relativos principalmente a consultorias de gestão, emissão de notas promissórias, novos negócios, recursos humanos, tributárias e legais; (ii) crescimento nas despesas com pessoal de R\$ 4,0 milhões devido ao reajuste salarial anual e benefícios adicionais concedidos aos empregados decorrentes do Acordo Coletivo de Trabalho da categoria; (iii) incremento de R\$ 3,0 milhões na depreciação e amortização; e (iv) evolução de R\$ 12,5 milhões decorrentes de acordos judiciais e contribuições pagos.

6.9_Outras Receitas Operacionais - Recuperação de PIS e Cofins

No exercício de 2008, mais precisamente no primeiro trimestre, a Companhia reconheceu receita não recorrente de R\$ 76,4 milhões, relativa à recuperação de PIS e Cofins recolhidos indevidamente em períodos anteriores. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fósseis adquiridos com recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que, de acordo com a orientação contida em despacho da Aneel, a partir de novembro de 2005 deixaram de ser reconhecidos como receita operacional e passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica.

6.10_EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA em 2008 alcançou R\$ 2.180,2 milhões, um aumento de 17,5% em relação aos R\$ 1.855,9 milhões registrados em 2007. Enquanto a margem EBITDA em 2007 foi de 61,0%, no ano em análise foi de 63,4%.



6.11_Resultado Financeiro

6.11.1_Receitas financeiras

As receitas financeiras em 2008 cresceram R\$ 22,5 milhões, em função, substancialmente, do que segue: (i) aumento de R\$ 16,5 milhões na renda de aplicações financeiras, já incluindo o valor de R\$ 4,5 milhões referentes à receita gerada pelas aplicações financeiras da PPESA; (ii) crescimento da variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios, no valor de R\$ 2,9 milhões, em razão da variação dos índices de atualização e do maior volume de depósitos realizados; e (iii) incremento de R\$ 2,1 milhões na variação monetária sobre contas a receber de longo prazo.

6.11.2_Despesas financeiras

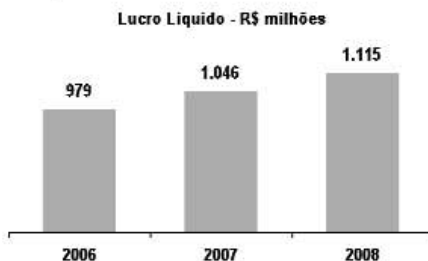
As despesas financeiras tiveram crescimento de R\$ 212,1 milhões em relação ao ano de 2007 em razão, principalmente, da combinação dos efeitos a seguir descritos: (i) aumento de R\$ 113,2 milhões na despesa não realizada de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida de R\$ 21,5 milhões de receita de operação de *hedge* cambial, ainda existente em 2007, devido à substancial valorização do dólar e do euro frente ao real; (ii) acréscimo de R\$ 62,6 milhões nos encargos de empréstimos, financiamentos, debêntures e da concessão Aneel, decorrente, substancialmente, dos encargos de R\$ 33,1 milhões sobre empréstimo na modalidade notas promissórias, contratado em abril de 2008, e de R\$ 37,3 milhões sobre os empréstimos e financiamentos da PPESA; (iii) aumento de R\$ 49,7 milhões na variação monetária de dívidas, devido, principalmente, à expressiva apreciação do IPCA e do IGPM em 2008 (5,9% e 9,8%, respectivamente) e ao ingresso de R\$ 15,9 milhões da variação monetária sobre a concessão Aneel da PPESA; e (iv) redução de R\$ 19,4 milhões nas despesas com CPMF.

6.12_Imposto de Renda e Contribuição Social

No exercício de 2008 houve um acréscimo de R\$ 34,7 milhões em comparação com o ano anterior, devido, principalmente, ao crescimento do resultado antes dos tributos.

6.13_Lucro Líquido

No exercício de 2008 o lucro líquido atingiu R\$ 1.115,2 milhões, 6,6% superior ao do ano anterior, que foi de R\$ 1.045,6 milhões, representando R\$ 1,7084 por ação. Para efeito de comparação, excluindo-se os efeitos, líquidos de impostos, decorrentes do incremento da variação cambial não realizada de R\$ 74,7 milhões e da redução do resultado da exportação de R\$ 35,9 milhões, entre os anos comparados, bem como a receita decorrente da recuperação de PIS e Cofins de R\$ 50,4 milhões, no ano de 2008, o lucro do ano em análise teria crescido em 13,2%.



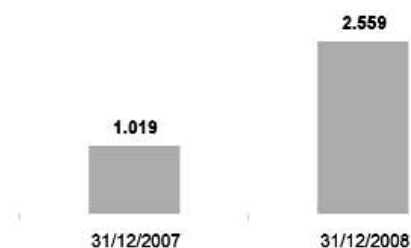
6.14 Endividamento

Em 31 de dezembro de 2008 a dívida líquida (dívida total menos caixa e equivalentes) da Companhia era de R\$ 2.558,6 milhões, 151,1% superior aos R\$ 1.019,1 milhões registrados em 31 de dezembro de 2007.

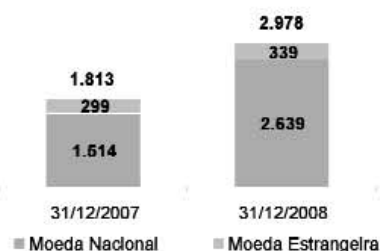
A dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, debêntures, notas promissórias e financiamentos, totalizava R\$ 2.978,6 milhões em 31 de dezembro de 2008, um incremento de 64,3% comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2007. Do total da dívida no final do período, 11,4% eram em moeda estrangeira (16,5% no final de 2007), parcela que não estava sujeita a instrumentos de *hedge*.

O acréscimo do endividamento da Tractebel está relacionado, principalmente, aos seguintes fatores: (i) emissão de R\$ 400,0 milhões em notas promissórias, realizada em abril de 2008, com o objetivo de auxiliar a viabilização do plano de investimentos da Companhia; (ii) ingresso de R\$ 294,2 milhões relativos aos empréstimos da PPESA; (iii) ingresso de R\$ 92,6 milhões relativos aos empréstimos das PCHs Rondonópolis e José Gelazio da Rocha, cujas aquisições foram concluídas em 5 de dezembro de 2008; (iv) saque junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total acumulado de R\$ 160,4 milhões em 2008, a fim de fazer frente aos investimentos na Usina Hidrelétrica São Salvador; e (v) ingresso de R\$ 186,9 milhões relativos aos empréstimos contratados pelas eólicas Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca, cujas aquisições foram comunicadas ao mercado em 22 de dezembro de 2008.

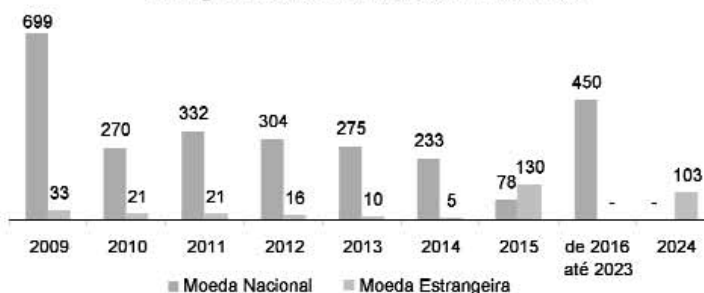
Evolução da Dívida Líquida - R\$ milhões



Composição da Dívida Bruta - R\$ milhões



Cronograma de Vencimento da Dívida - R\$ milhões





7_ Investimentos

7.1_ Manutenção, Revitalização e Ampliação do Parque Gerador

Em 2008 R\$ 288,5 milhões foram direcionados à construção da Usina Hidrelétrica São Salvador – dos quais R\$ 68,5 milhões correspondentes a crédito de PIS/Cofins acumulados até 31 de dezembro de 2008 – R\$ 10,2 milhões à construção da Usina Termelétrica Destilaria Andrade, R\$ 33,3 milhões à construção da Usina Eólica Pedra do Sal e da PCH Areia Branca e R\$ 71,1 milhões aos projetos de manutenção e revitalização das usinas, totalizando R\$ 403,1 milhões.

Adicionalmente, foram investidos no ano R\$ 885,8 milhões em aquisições, sendo R\$ 644,9 milhões para a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e R\$ 240,9 milhões para as PCHs José Gelazio da Rocha e Rondonópolis.

Além disso, a Companhia anunciou em 22 de dezembro de 2008 a aquisição de três ativos de geração oriundos de fontes complementares – as Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e a PCH Areia Branca – por R\$ 200,0 milhões, cujo pagamento está previsto para janeiro de 2009.

Dessa forma, considerando-se os valores destinados à construção e aquisição de usinas, a Companhia em 2008 investiu R\$ 1.488,9 milhões, valor 292,4% superior aos R\$ 379,4 milhões registrados em 2007.

7.2_ Pesquisa e Desenvolvimento

Como forma de buscar soluções sustentáveis para suas operações e interagir com as instituições e fundações de ensino e pesquisa locais, a Tractebel desenvolve seu programa anual de pesquisa e desenvolvimento, conforme determinação da Aneel, no qual em 2008 foram investidos R\$ 20,0 milhões em diversos projetos, nas seguintes áreas de criação e investimento:

- eficiência energética;
- fonte renovável ou alternativa de geração de energia elétrica;
- meio ambiente;
- qualidade e confiabilidade;
- planejamento e operação de sistemas elétricos;
- supervisão, controle e proteção de sistemas elétricos;
- medição e faturamento; e
- novos materiais e componentes.

8_ Governança Corporativa

A Tractebel conduz seus negócios em conformidade com as melhores práticas de governança corporativa, compromissada com a prestação de contas e com a transparência na gestão. Como reconhecimento dessa postura, em 2008 a Companhia ficou em 1º lugar entre As Melhores Companhias para os Acionistas no III Ranking Capital Aberto, realizado pela revista Capital Aberto, que aponta as empresas que mais se destacaram em rentabilidade do negócio, rentabilidade da ação, liquidez, governança corporativa e sustentabilidade.

As ações da Tractebel Energia são negociadas no Novo Mercado, segmento da BM&F Bovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros composto por companhias empenhadas em adotar práticas de governança corporativa adicionais às exigidas pela legislação brasileira.

Sua estrutura de controle interno foi adequada aos regulamentos da Sarbanes-Oxley (SOX), lei norte-americana voltada às companhias de capital aberto que visa à criação de mecanismos confiáveis de auditoria e segurança das informações para garantir a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros.

O Conselho de Administração é composto por nove membros efetivos, sendo dois membros independentes e um representante dos empregados. A Diretoria Executiva possui sete membros, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandatos de três anos, sendo permitida a reeleição. Três membros compõem o Conselho Fiscal, podendo ter no mínimo três e no máximo cinco membros, sendo um deles indicado pelos acionistas minoritários.

A Tractebel Energia é estruturada em oito comitês que contribuem em áreas específicas do negócio e cujas ações estão sujeitas à aprovação do Conselho de Administração, sendo eles os Comitês de Energia, de Gerenciamento de Risco, Financeiro, de Planejamento Tributário, de Ética, de Inovação, de Sustentabilidade e Estratégico.

8.1_ Direitos dos Acionistas

O detentor de cada ação ordinária da Companhia tem direito de voto em assembleia geral ordinária ou extraordinária; de receber dividendos; de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições a acionistas; de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social; de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. De acordo com o regulamento do Novo Mercado, as ações ordinárias podem ser incluídas em oferta pública de ações, em decorrência da alienação do controle da Companhia, recebendo, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle.

A Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme cláusula compromissória constante do seu Estatuto Social, em virtude de estar listada no Novo Mercado da BM&F Bovespa.

8.2_ Política de Divulgação de Informações

A Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações da Tractebel Energia atende às regras de transparência e às exigências dos órgãos reguladores do mercado financeiro, como o Banco Central, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e a BM&F Bovespa. A Companhia divulga fatos relevantes conforme a Instrução nº 358/02 da CVM, que exige a disponibilização de dados sobre seus negócios de forma a dar aos investidores tempo hábil para a tomada de decisão. As divulgações de resultados trimestrais, os fatos relevantes, os *earnings releases*, os relatórios anuais, os documentos arquivados na CVM, as políticas e práticas da Companhia e outras informações institucionais estão disponíveis no site de Relações com Investidores (www.tractebelenergia.com.br).

8.3_ Código de Ética e Regimento Interno do Conselho de Administração

O Código de Ética da Tractebel está em sua segunda versão e reafirma os valores corporativos e as normas de conduta exigidas de seus colaboradores e parceiros pela Companhia, esclarece questões de comportamento ético e define princípios a serem observados no relacionamento com os públicos que interagem com a Tractebel. O documento está alinhado aos valores e princípios da GDF SUEZ e está disponível no site da Companhia (www.tractebelenergia.com.br).

Além disso, com base em documento similar utilizado por seu controlador, a Tractebel Energia elaborou e implantou o Regimento Interno do Conselho de Administração.

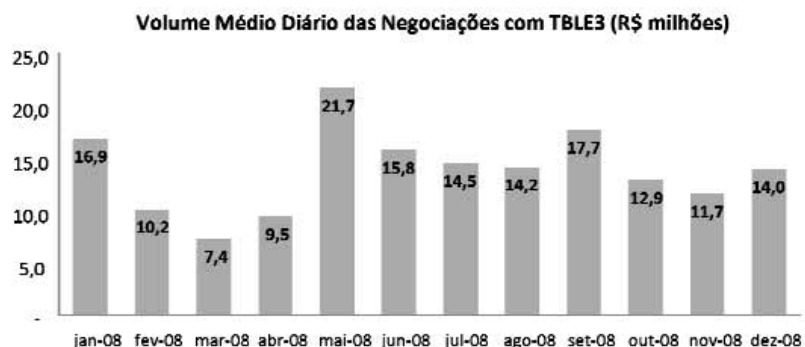
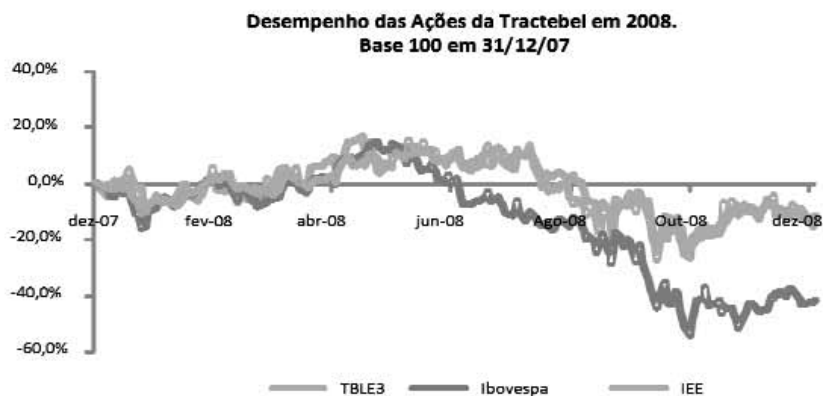
9_Mercado de Capitais

A Tractebel Energia possui ações ordinárias negociadas no segmento do Novo Mercado da BM&F Bovespa sob o código TBLE3. Suas ações integram o Índice de Governança Corporativa Diferenciada (IGC), o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG) e, pelo quarto ano consecutivo, foram selecionadas para compor a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia negocia ainda ADRs (*American Depositary Receipts*) Nível 1 no mercado de balcão norte-americano sob o código TBLFY, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

O ano de 2008 foi conturbado para a economia mundial. O agravamento da crise internacional atingiu o setor bancário e os mercados monetário e de capitais, que registraram quedas significativas. O crescimento observado nas grandes economias sofreu forte desaceleração, alguns países entraram em recessão e, no Brasil, o dólar apresentou forte alta no decorrer do ano. Nesse cenário, o Ibovespa encerrou 2008 com declínio de 41,2% acompanhado da perda de 11,6% do Índice do Setor Elétrico (IEE). As ações da Tractebel, seguindo o comportamento observado no mercado, também encerraram o ano em queda: 12,9%.

Os papéis da Companhia registraram presença em 100% dos pregões da BM&F Bovespa em 2008, e o volume médio diário de negociação no ano em análise foi de R\$ 14,2 milhões, 25,8% acima dos R\$ 11,3 milhões registrados em 2007.

Em 31 de dezembro de 2008 os papéis estavam cotados a R\$ 18,55/ação, representando um valor de mercado da Companhia equivalente a R\$ 12,1 bilhões.



9.1 Relações com Investidores

O departamento de Relações com Investidores é responsável pela divulgação de informações sobre o desempenho da Companhia por meio de eventos, como o da Associação dos Analistas e Profissionais do Mercado de Capitais (Apimcc), bem como por teleconferências e visitas às centrais geradoras, através do programa Por Dentro da Tractebel. Adicionalmente, participa constantemente de conferências e seminários dos principais bancos de investimento e corretoras, promovendo assim o acesso necessário do público investidor às informações da Companhia. Os canais de contato com os investidores e analistas de mercado são o *site* de relações com investidores, o telefone do departamento (18 3221-7221) e as reuniões diretas.

10 Recursos Humanos

As políticas de recursos humanos da Tractebel guiam a atuação da Companhia na busca de um ambiente de trabalho ético, justo e responsável que garanta condições de desempenho, desenvolvimento e reconhecimento aos empregados. Para manter essa estrutura e sustentar sua estratégia de negócio, a Companhia investe continuamente no desenvolvimento de programas de comunicação que fortalecem atitudes e comportamentos alinhados à cultura organizacional.

De dois em dois anos é realizada uma pesquisa de clima organizacional a fim de estreitar a relação de confiança entre a Companhia e seus empregados e aprimorar a estrutura e os programas de recursos humanos. Na última pesquisa, realizada em 2007, 88% dos empregados consideraram a Tractebel uma das melhores empresas para se trabalhar, uma melhoria de oito p.p. em relação à anterior. A partir da última pesquisa foram desenvolvidas diversas ações para aprimorar os pontos insatisfatórios apontados em 2007 e melhorar o resultado obtido. No ano de 2008 a Companhia ficou entre as 50 melhores empresas em gestão de pessoas no ranking Valor Carreira do Jornal Valor Econômico.

Os serviços oferecidos pela Companhia demandam mão-de-obra especializada e exigem um quadro de profissionais altamente qualificados, sendo que 36% dos funcionários têm formação universitária e 38% o segundo grau técnico.

Nessa linha, o Programa de Sucessão, desenvolvido pela Tractebel, objetiva a manutenção de um corpo funcional sempre atualizado e qualificado, e abrange a contratação de novos empregados e a condução de um programa de desligamento voluntário vinculado à preparação de sucessores, com datas de saída programadas pela Companhia.

No final de 2008 a Tractebel contava com 941 empregados: 819 homens e 122 mulheres. Durante o ano foram admitidos 61 e desligados 37.

A Tractebel Energia possui Acordos Coletivos de Trabalho assinados com sindicatos que representam seus empregados, em conformidade com as diretrizes da Organização Internacional do Trabalho (OIT) e inclui temas como reajuste salarial, planos de previdência, benefícios, segurança e saúde, equipamentos de proteção, treinamento e educação.

10.1 Saúde e Segurança

A Tractebel adota práticas e programas voltados à saúde e segurança no trabalho tanto para os empregados próprios quanto para os de empresas de serviços terceirizados.



Em 2008 houve um acidente de trabalho fatal com empregado de empresa terceirizada ocorrido nas instalações da Tractebel Energia. A taxa de frequência foi de 3,2 e a taxa de gravidade de 0,08 para um total de 4.992.528 horas trabalhadas no ano por empregados próprios e de empresas de serviços terceirizados. A Companhia busca constantemente aprimorar sua política de saúde e segurança, além de buscar conscientizar os empregados para a melhoria desses índices.

Anualmente um check-up médico é realizado por todos os empregados, que, além disso, possuem um plano individual de saúde que estabelece metas associadas, por exemplo, a peso e nível de colesterol, com base nos resultados dos exames.

10.2_Benefícios

São oferecidos a todos os empregados e seus dependentes um auxílio à recuperação da saúde, que cobre as áreas médica, odontológica, farmacêutica e psicológica.

A Tractebel oferece também seguro de vida em grupo, cobertura para incapacidade e invalidez, licença maternidade e paternidade, auxílio creche e alimentação, previdência privada e auxílio no atendimento a portadores de necessidades especiais.

O plano de previdência privada da Companhia é administrado pela PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, e tem a participação de 94,3% dos empregados, em sua grande maioria em plano de contribuição definida. Em 2008 a Companhia repassou R\$ 57,6 milhões para este plano.

A Companhia também patrocina, na Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), cerca de 2.200 dos ex-empregados aposentados que são de sua responsabilidade e que optaram por não fazer parte do plano da Tractebel Energia na PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar.

10.3_Treinamento e Desenvolvimento

A Companhia possui programa de treinamento e desenvolvimento, além de oferecer auxílio à formação educacional em diferentes níveis acadêmicos. Em 2008 a média de treinamento por empregado foi de 72,4 horas/homem.

O Programa de *Trainees* da Tractebel, desde 2000, identifica, desenvolve, investe e qualifica novos talentos formando vários colaboradores que hoje atuam na Companhia em diversas áreas.

10.4_Remuneração e Participação nos Resultados

A política de remuneração da Companhia está alinhada às práticas de mercado e é monitorada por meio de pesquisas salariais.

Em 2008, foram distribuídos aos empregados R\$ 13,4 milhões como participação nos lucros do exercício anterior. A distribuição é proporcional à remuneração e leva em conta o desempenho individual e o alcance das metas previamente estabelecidas.

II_Responsabilidade Socioambiental

Como geradora de energia elétrica, insumo necessário ao desenvolvimento econômico e social, a Tractebel reconhece os impactos de suas atividades e ações no meio ambiente e nas comunidades. Por isso, pauta sua gestão nas premissas do desenvolvimento sustentável e balanceado entre as dimensões econômica, social e ambiental.

A gestão ambiental da Companhia tem como estratégia utilizar programas e ferramentas que permitam identificar e administrar os impactos gerados e, assim, procura minimizá-los por meio de melhorias operacionais e do controle dos riscos.

Para alcançar esses resultados na busca pelo desenvolvimento sustentável, a gestão socioambiental da Companhia é guiada por quatro diretrizes:

- operacional: maximizar a geração de energia observando o planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos aproveitamentos;
- ambiental: gerar energia em observância às normas de segurança, ao uso racional dos recursos naturais e à preservação do patrimônio público;
- patrimonial: utilizar estritamente as áreas necessárias aos empreendimentos, realocar áreas remanescentes para uso social e ambiental, detectando e impedindo seu uso irregular; e
- relacionamento com a sociedade: participar da vida das comunidades localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, procurando identificar e satisfazer suas expectativas, disponibilizando mecanismos de comunicação abertos e permanentes.

As operações contam com o Sistema Integrado de Gestão da Qualidade e Meio Ambiente, que mantém mecanismos e procedimentos operacionais adequados à gestão de cada uma das usinas, levando em conta as especificidades (hidrelétricas ou termelétricas) e as características socioambientais de cada região.

Nas hidrelétricas, a Tractebel monitora e controla o uso de recursos naturais e desenvolve ações para mitigar ou compensar os impactos decorrentes do uso dos reservatórios de suas usinas hidrelétricas. Os principais monitoramentos e controles nas usinas termelétricas concentram-se na qualidade do ar, no volume e qualidade dos efluentes líquidos e resíduos sólidos.

Com isso, todas as usinas de geração de energia operadas pela Tractebel estão regularizadas nos órgãos ambientais competentes e, com exceção das recém adquiridas, possuem as certificações internacionais ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004, cumprindo o disposto em seus Códigos de Ética e de Meio Ambiente e atendendo às expectativas de seus *stakeholders*.

A Unidade de Co-geração Lages, por atender aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, é certificada e registrada junto ao comitê executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC).

Com isso, as emissões de gases que a operação da usina evita são reconhecidas globalmente como créditos de carbono e possibilita sua comercialização.



A usina obtém créditos de carbono ao gerar energia a partir de resíduos da indústria madeireira da região, evitando a emissão de gás metano que seria liberado com a decomposição da madeira e contribuiria com o aumento do efeito estufa. Já foram vendidas 750.000 toneladas de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), volume que representa 40% do total de RCEs a serem emitidas, e que deverá ser entregue ao Prototype Carbon Fund (PCF) em parcelas anuais até 2013. Em 2008 a Companhia vendeu créditos de carbono no valor de R\$ 10,0 milhões, gerados pela Unidade de Co-geração Lages e já emitidos pelo Comitê Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da ONU, para a empresa Bunge Emissions Fund Limited.

A Tractebel também atua em projetos sociais e culturais por meio de diversos programas nas áreas de educação, voluntariado, cidadania, desenvolvimento cultural, melhoria e educação ambiental, geração de emprego e renda e inserção no mercado de trabalho.

Esse comprometimento e atuação da Companhia em linha com o desenvolvimento sustentável resultaram, pelo quarto ano consecutivo, na sua permanência no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&F Bovespa, uma carteira de ações composta por ações de empresas comprometidas com práticas de sustentabilidade e que apresentam os melhores desempenhos com relação à eficiência econômica, responsabilidade socioambiental e governança corporativa.

O Comitê de Sustentabilidade da Tractebel Energia desenvolve o sistema pró-ativo de responsabilidade socioambiental e assegura a transparência das ações e o uso ético dos recursos aplicados.

12_Auditores Independentes

Conforme o disposto no Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente em 2008.

13_Agradecimentos

A Tractebel Energia agradece a todos seus empregados, clientes, fornecedores, parceiros, acionistas, instituições financeiras, entidades governamentais, órgãos reguladores e todos aqueles que contribuíram para o desempenho da Companhia nesses 10 anos de existência.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E DE 2007

(em milhares de reais)

ATIVO

	<u>Nota</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
		<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
ATIVO CIRCULANTE					
Numerário disponível		8.761	6.694	25.389	25.170
Aplicações financeiras	4	309.859	565.061	394.616	768.921
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	371.041	323.171	387.579	349.906
Dividendos a receber de controladas		9.000	91.006	-	-
Alienação de bens e direitos	9	17.448	-	17.448	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	17.069	8.285	27.035	11.169
Almoxarifado		57.749	49.289	58.788	50.068
Cauções e depósitos vinculados		-	18.375	1.414	19.785
Ativo fiscal diferido	7	13.642	12.091	14.488	12.160
Outros		<u>34.463</u>	<u>26.906</u>	<u>31.480</u>	<u>27.172</u>
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		<u>839.032</u>	<u>1.100.878</u>	<u>958.237</u>	<u>1.264.351</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	22.613	21.208	106.682	24.183
Cauções e depósitos vinculados		-	-	25.162	32.330
Depósitos judiciais	19	159.906	126.357	161.005	150.679
Alienação de bens e direitos	9	68.469	81.315	68.469	81.315
Ativo fiscal diferido	7	201.673	201.371	208.431	204.015
Outros		<u>7.913</u>	<u>7.024</u>	<u>18.040</u>	<u>7.024</u>
		<u>460.574</u>	<u>437.275</u>	<u>587.789</u>	<u>499.546</u>
Permanente					
Investimentos	10	1.604.629	1.156.481	30.812	30.812
Imobilizado	11	3.414.337	2.725.218	6.638.263	4.724.611
Intangível	12	19.840	2.185	126.715	72.081
Diferido		-	-	-	6.689
		<u>5.038.806</u>	<u>3.883.884</u>	<u>6.795.790</u>	<u>4.834.193</u>
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		<u>5.499.380</u>	<u>4.321.159</u>	<u>7.383.579</u>	<u>5.333.739</u>
TOTAL		<u>6.338.412</u>	<u>5.422.037</u>	<u>8.341.816</u>	<u>6.598.090</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E DE 2007

(em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2008	2007	2008	2007
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	14	149.029	229.708	212.367	273.911
Dividendos e juros sobre o capital próprio	24	154.497	532.997	154.497	532.997
Empréstimos e financiamentos	15	512.519	71.255	671.913	121.024
Debêntures	16	50.111	32.138	60.591	56.560
Tributos e contribuições sociais	17	370.548	271.724	404.108	341.396
Obrigações estimadas		36.559	32.713	37.759	33.073
Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	18	55.037	38.820	60.270	46.574
Provisão para contingências	19	10.140	10.134	10.262	10.336
Benefícios pós-emprego	21	21.642	18.450	21.642	18.450
Partes relacionadas	30	-	-	221.306	-
Outros		<u>44.621</u>	<u>37.793</u>	<u>57.719</u>	<u>45.475</u>
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		<u>1.404.703</u>	<u>1.275.732</u>	<u>1.912.434</u>	<u>1.479.796</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Exigível a Longo Prazo					
Empréstimos e financiamentos	15	403.363	345.302	1.580.325	970.731
Debêntures	16	632.984	560.302	665.744	664.919
Provisões para contingências	19	71.512	63.229	75.750	68.040
Concessões a pagar	20	285.782	-	556.683	234.188
Benefícios pós-emprego	21	321.800	310.333	321.800	310.333
Passivo fiscal diferido	22	36.535	36.535	38.135	36.535
Outros		<u>10.945</u>	<u>13.751</u>	<u>20.157</u>	<u>16.695</u>
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		<u>1.762.921</u>	<u>1.329.452</u>	<u>3.258.594</u>	<u>2.301.441</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	23	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	23	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	23	<u>633.327</u>	<u>279.392</u>	<u>633.327</u>	<u>279.392</u>
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>3.170.788</u>	<u>2.816.853</u>	<u>3.170.788</u>	<u>2.816.853</u>
TOTAL		<u>6.338.412</u>	<u>5.422.037</u>	<u>8.341.816</u>	<u>6.598.090</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E DE 2007
(em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
		2008	2007	2008	2007
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
Fornecimento de energia elétrica		383.042	343.794	1.059.455	929.246
Suprimento de energia elétrica		2.680.941	2.543.455	2.754.241	2.421.532
Outras receitas		23.931	19.719	20.421	13.938
		<u>3.087.914</u>	<u>2.906.968</u>	<u>3.834.117</u>	<u>3.364.716</u>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL					
PIS e COFINS		(194.057)	(149.365)	(261.355)	(199.336)
ICMS		(68.308)	(61.103)	(103.515)	(95.260)
ISS		(357)	(377)	(373)	(377)
Pesquisa e desenvolvimento		<u>(25.350)</u>	<u>(22.563)</u>	<u>(27.830)</u>	<u>(26.316)</u>
		<u>(288.072)</u>	<u>(233.408)</u>	<u>(393.073)</u>	<u>(321.289)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		<u>2.799.842</u>	<u>2.673.560</u>	<u>3.441.044</u>	<u>3.043.427</u>
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS					
Energia elétrica comprada para revenda		(166.619)	(394.651)	(486.567)	(267.652)
Transações no âmbito da CCELE		(40.988)	(177.412)	(44.909)	(181.709)
Custo de produção de energia elétrica	25	(558.923)	(526.372)	(650.948)	(616.376)
Custo dos serviços prestados	25	<u>(11.077)</u>	<u>(10.830)</u>	<u>(11.077)</u>	<u>(10.830)</u>
		<u>(777.607)</u>	<u>(1.109.265)</u>	<u>(1.193.501)</u>	<u>(1.076.567)</u>
LUCRO BRUTO		<u>2.022.235</u>	<u>1.564.295</u>	<u>2.247.543</u>	<u>1.966.860</u>
DESPESAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	25	(216.627)	(179.038)	(250.083)	(216.757)
Despesas gerais e administrativas	25	(145.517)	(113.716)	(162.319)	(130.121)
Reversão (Constituição) de provisões operacionais, líquida	26	3.394	(258)	480	(2.229)
Recuperação de PIS e COFINS	27	76.431	-	76.431	-
Ganhos em ações judiciais		2.595	3.700	2.595	3.700
Outras despesas operacionais, líquidas		<u>(937)</u>	<u>(1.507)</u>	<u>(877)</u>	<u>(1.462)</u>
		<u>(280.661)</u>	<u>(290.819)</u>	<u>(333.773)</u>	<u>(346.869)</u>
Resultado do serviço		<u>1.741.574</u>	<u>1.273.476</u>	<u>1.913.770</u>	<u>1.619.991</u>
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	10	54.698	185.838	-	-
Amortização de ágio	10	<u>(3.031)</u>	<u>(6.747)</u>	-	-
		<u>51.667</u>	<u>179.091</u>	-	-
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	28	110.095	82.025	123.136	100.602
Despesas financeiras	28	<u>(348.034)</u>	<u>(144.527)</u>	<u>(447.386)</u>	<u>(235.255)</u>
		<u>(237.939)</u>	<u>(62.502)</u>	<u>(324.250)</u>	<u>(134.653)</u>
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		<u>1.555.302</u>	<u>1.390.065</u>	<u>1.589.520</u>	<u>1.485.338</u>
Imposto de renda	8	(320.542)	(251.664)	(346.923)	(321.552)
Contribuição social	8	<u>(119.607)</u>	<u>(92.774)</u>	<u>(127.444)</u>	<u>(118.159)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>1.115.153</u>	<u>1.045.627</u>	<u>1.115.153</u>	<u>1.045.627</u>
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM R\$		<u>1,71</u>	<u>1,60</u>	<u>=</u>	<u>=</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - CONTROLADORA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E DE 2007
(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2006	2.445.766	91.695	227.110	-	2.764.571
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.045.627	1.045.627
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	52.282	(52.282)	-
- dividendos/juros sobre o capital próprio R\$ 1,5218031188 por ação	-	-	-	(993.345)	(993.345)
SALDOS EM 31.12.2007	2.445.766	91.695	279.392	-	2.816.853
Efeito dos ajustes da Lei 11.638	-	-	(4.919)	-	(4.919)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.115.153	1.115.153
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	55.758	(55.758)	-
- dividendos/juros sobre o capital próprio R\$ 1,1586484519 por ação	-	-	-	(756.299)	(756.299)
- reserva de retenção de lucros	-	-	303.096	(303.096)	-
SALDOS EM 31.12.2008	2.445.766	91.695	633.327	-	3.170.788

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E DE 2007
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	1.115.153	1.045.627	1.115.153	1.045.627
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	208.375	176.521	266.383	235.866
Resultado de participação societária	(51.667)	(179.091)	-	-
Variação monetária e cambial, líquida	127.644	(33.137)	155.601	(16.320)
Recuperação de PIS e COFINS	(76.431)	-	(76.431)	-
Juros líquidos	56.015	38.270	71.755	54.981
Constituição (reversão) de provisão operacional, líquida	(28.631)	4.781	(25.720)	6.758
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(213)	(6.497)	(4.917)	(6.334)
Outros	1.425	236	1.450	(1.465)
	1.351.667	1.046.710	1.503.274	1.319.113
Redução (aumento) nos ativos				
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	-	21.643	-	21.643
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(25.161)	3.007	(30.581)	19.612
Tributos e contribuições sociais a compensar	25.363	5.795	26.511	5.861
Almoxarifado	(8.273)	(26.570)	(8.705)	(26.445)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	34.374	32.849	59.219	33.061
Alienações de bens e direitos	(1.077)	(551)	(1.379)	9.333
Despesas antecipadas	1.215	(2.230)	(41)	(2.243)
Créditos da conta consumo de combustível CCC/CDE	(10.757)	1.543	(10.757)	1.543
Outros	(6.938)	(1.231)	(12.950)	(1.518)
	8.746	31.255	21.317	57.847
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(86.490)	(6.216)	(63.125)	36.400
Empréstimos, financiamentos e debêntures	30.849	14.373	82.375	14.352
Tributos e contribuições sociais	140.450	243.718	99.452	303.993
Partes relacionadas	-	-	221.306	-
Obrigações estimadas	6.667	6.288	4.742	6.295
Provisão para contingências	(8.767)	(5.615)	(7.235)	(6.806)
Benefícios pos-emprego	(31.390)	(29.334)	(31.390)	(29.334)
Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	9.992	7.456	11.302	11.399
Outros	1.496	5.318	16.947	5.548
	62.807	235.988	334.374	341.847
Recursos provenientes das atividades operacionais	1.423.220	1.313.953	1.858.965	1.718.807
Atividades de investimento				
Aumento em investimentos, líquido das disponibilidades	(885.312)	(353.771)	(1.052.757)	(329.001)
Aplicação no imobilizado	(69.923)	(67.586)	(401.700)	(376.117)
Aplicação no intangível e diferido	(607)	(1.428)	(65.331)	(1.428)
Dividendos recebidos de controladas	64.402	231.958	-	-
Recursos utilizados nas atividades de investimentos	(891.440)	(190.827)	(1.519.788)	(706.546)
Atividades de financiamento				
Financiamentos e debêntures	400.000	353.423	583.531	693.363
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(103.476)	(158.345)	(187.011)	(228.118)
Disponibilidades recebidas na incorporação de controlada	28.344	-	-	-
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.109.783)	(940.255)	(1.109.783)	(940.255)
Recursos utilizados nas atividades de financiamentos	(784.915)	(745.177)	(713.263)	(475.010)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	(253.135)	377.949	(374.086)	537.251
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	571.755	193.806	794.091	256.840
Saldo final	318.620	571.755	420.005	794.091
	(253.135)	377.949	(374.086)	537.251

Continua na próxima página

				continuação
Pagamentos efetuados no exercício				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	97.116	73.191	142.734	114.892
Imposto de renda e contribuição social	282.774	102.500	351.353	154.470
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	48	16.974	2.446	21.638
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio	176.000	545.279	176.000	545.279
Dividendos propostos a receber de controladas	4.071	91.006	-	-
Efeito dos ajustes da Lei 11.638	(1.919)	-	(1.919)	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E DE 2007
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas e serviços	3.087.914	2.906.968	3.834.117	3.364.716
Recuperação de PIS e COFINS	76.431	-	76.431	-
Outros	<u>1.658</u>	<u>2.193</u>	<u>1.718</u>	<u>2.238</u>
	3.166.003	2.909.161	3.912.266	3.366.954
(-) Insumos				
Matérias	(21.042)	(21.271)	(22.733)	(23.300)
Serviços de terceiros	(98.153)	(75.045)	(111.217)	(87.539)
Combustível para produção de energia	(92.456)	(118.684)	(103.968)	(126.960)
Energia elétrica comprada para revenda	(166.619)	(394.651)	(486.567)	(267.652)
Transações no âmbito da CCEE	(40.988)	(177.412)	(44.909)	(181.709)
Encargos de uso da rede elétrica	(205.160)	(169.161)	(235.556)	(205.762)
Seguros	(7.906)	(6.798)	(9.159)	(7.924)
Outros	(24.235)	(21.460)	(33.372)	(23.714)
	(656.559)	(984.482)	(1.047.481)	(924.560)
VALOR ADICIONADO BRUTO	2.509.444	1.924.679	2.864.785	2.442.394
Depreciação e amortização	<u>(208.375)</u>	<u>(176.521)</u>	<u>(266.383)</u>	<u>(235.866)</u>
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	2.301.069	1.748.158	2.598.402	2.206.528
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	110.095	82.025	123.136	100.602
Resultado de participações societárias	<u>51.667</u>	<u>179.091</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	2.462.831	2.009.274	2.721.538	2.307.130
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
	Controladora		Consolidado	
	2008	%	2007	%
Remuneração:				
Do trabalho				
Remuneração e encargos	94.389	3,83	88.167	4,39
Benefícios	30.731	1,25	23.802	1,18
FGTS	6.041	0,25	5.906	0,29
Participação nos resultados	<u>14.905</u>	<u>0,61</u>	<u>13.001</u>	<u>0,64</u>
	146.066	5,94	130.876	6,50
Do governo				
Impostos federais	663.026	26,92	535.193	26,64
Impostos estaduais	68.462	2,78	61.300	3,05
Impostos municipais	820	0,03	930	0,05
Encargos setoriais	116.088	4,71	102.852	5,12
Encargos s/concessão ANEEL	<u>42.785</u>	<u>1,74</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
	891.181	36,18	700.275	34,86
Do capital de terceiros				
Encargos e variações monetárias/cambiais	292.106	11,86	119.134	5,93
Aluguéis	11.586	0,47	7.334	0,37
Outras despesas financeiras	<u>6.739</u>	<u>0,27</u>	<u>6.028</u>	<u>0,30</u>
	310.431	12,60	132.496	6,60
Do capital próprio				
Reserva legal	55.758	2,26	52.282	2,60
Juros sobre o capital próprio	176.000	7,15	176.000	8,76
Dividendos	580.299	23,56	817.345	40,68
Lucro retido	<u>303.096</u>	<u>12,31</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
	1.115.153	45,28	1.045.627	52,04
	2.462.831	100,00	2.009.274	100,00
			2.721.538	100,00
			2.307.130	100,00

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007

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 (MME).

Sua capacidade instalada, incluindo a participação nos consórcios Itá e Machadinho, é de 6.152 MW, dos quais aproximadamente 79% em usinas hidrelétricas, 19% em termelétricas e 2% em energias alternativas. A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo o contrato de compra de longo prazo firmado com a controlada Itá Energética S.A. (ITASA), é de 6.189 MW.

Com a entrada em operação da UHE São Salvador, prevista para o primeiro semestre de 2009, a Capacidade Instalada da Companhia passará para 6.432 MW. Adicionalmente a Companhia possui, através de sua controlada Gama Participações Ltda (Gama), dois novos projetos em construção, que irão agregar 38MW em seu parque gerador, ainda em 2009.

Em julho de 2008, foi consumada a fusão entre a controladora indireta da Tractebel Energia, Suez S.A. (Suez), companhia francesa de capital aberto e a Gaz de France (GDF), companhia constituída sob as leis da França, resultando numa única companhia, denominada GDF Suez. A Operação não modificou ou afetou adversamente, de nenhum modo, as operações da Tractebel Energia.

Visando adequar-se à nova identidade mundial do Grupo, resultado da união das empresas anteriormente comentada, ao fim de 2008, a controladora da Companhia, Suez Energy South America Participações Ltda teve sua denominação social alterada para GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.

Conforme mencionado na Nota 34, em 06.03.2009, a Companhia emitiu R\$ 300.000 em notas promissórias que serão destinados ao pagamento de dívidas e ao financiamento do capital de giro. Adicionalmente, o Conselho de Administração aprovou a emissão de debêntures no valor de R\$ 600.000 que serão utilizados para o pagamento integral das notas promissórias anteriormente mencionadas e o pagamento de parte da dívida representada pelas notas promissórias emitidas em 20.05.2008 e com vencimento previsto para 15.05.2009.

Os principais eventos societários relativos a aquisições e incorporação de empresas em 2008 estão sumarizados a seguir:

Aquisição da Tupan Energia Elétrica S.A. e Hidropower Energia S.A.

A Companhia, em dezembro de 2008, através de sua controlada integral, Gama, concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan) e da Hidropower Energia S.A. (Hidropower), pelo valor de R\$ 240.859. Vide informações adicionais sobre as empresas na Nota 10.

Aquisição da Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A., Hidrelétrica Areia Branca S.A. e Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda.

Em dezembro de 2008 a Companhia também adquiriu a totalidade do capital social da Eólica Beberibe S.A. (Beberibe) pelo montante de R\$ 100.800, da Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal) por R\$ 52.200, da Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca) pelo valor de R\$ 46.800 e da Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda. (Econergy Serviços) por R\$ 200, totalizando R\$ 200.000 (R\$ 194.356 líquidos de impostos).

As informações não financeiras como MW médio, potência instalada, número de funcionários não são revisadas pelos auditores independentes.

Estes investimentos foram comprados da SESA BidCo Ltd., sociedade constituída e existente sob as leis da Ilha de Man e cujo controle é exercido pelo grupo GDF Suez, do qual a Tractebel Energia faz parte.

Anteriormente, em outubro de 2008, a SESA BidCo Ltd. concluiu o processo de oferta pública na Bolsa de Valores de Londres para a aquisição de 100% das ações da Eonergy International PLC (Eonergy), a qual controlava indiretamente, entre outras empresas, as anteriormente mencionadas.

O preço de aquisição foi definido com base em avaliação econômico-financeira preparada por Banco de reconhecida reputação em avaliação para este propósito e o processo de aquisição respeitou as melhores práticas de governança corporativa relativa a transações entre partes relacionadas. Maiores informações sobre a transação e as empresas estão detalhadas na Nota 10.

Constituição da Ibitiúva Bioenergética S.A.

Em agosto de 2008, o Consórcio Andrade, formado pela controlada indireta da Companhia, Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva), e pela Andrade Açúcar e Alcool S.A., controlada da Açúcar Guarani S.A., vendeu 20 MW médios de energia elétrica no 1º Leilão de Energia de Reserva, promovido pela ANEEL, pelo preço de R\$ 158,11/MWh. A Companhia possui participação indireta de 76,0% na Ibitiúva e 71,17% no Consórcio. O investimento previsto para a construção da Usina é de R\$ 120.000. Informações adicionais sobre a empresa estão mencionadas na Nota 10.

Aquisição da Ponte de Pedra Energética S.A.

A Companhia, conforme mencionado na Nota 10, em abril de 2008, através de sua controlada integral Energia América do Sul Ltda (EAS), adquiriu a totalidade das ações da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), pelo montante de R\$ 644.919.

Incorporação da Controlada Companhia Energética Meridional

Conforme revelado na Nota 10, em março de 2008, foi efetivada a incorporação pela Tractebel Energia, de sua subsidiária integral Companhia Energética Meridional (CEM), mediante a versão de seu acervo líquido, avaliado a valor contábil por empresa especializada.

A incorporação objetivou a simplificação da estrutura societária do grupo, a qual não só reduziu a estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos, bem como facilitou a unificação, padronização e aperfeiçoamento da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitiu a eliminação dos custos de negociação que a manutenção das duas companhias impõe.

2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com as Normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, quando aplicável, as regulamentações do órgão regulador ANEEL, e estão apresentadas com valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de maneira diferente.

Em 28.12.2007, foi promulgada a Lei nº 11.638, que altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações nº 6.404, de 15.12.1976, notadamente em relação ao capítulo XV, que trata sobre matéria contábil, e aplica-se às demonstrações contábeis de encerramento do exercício social iniciado a partir de 01.01.2008. A referida lei visa, principalmente, a atualização da lei societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes das normas internacionais de contabilidade e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pela CVM, em consonância com os padrões internacionais de contabilidade. Algumas alterações devem ser aplicadas a partir deste exercício, enquanto outras dependem de normatização por parte de órgãos reguladores.

Em 03.12.2008, foi editada a Medida Provisória nº 449/08, a qual introduziu algumas alterações à legislação societária, Lei 6.404/76, e instituiu o Regime Tributário de Transição (RTT) de apuração do lucro real, pelo qual foi prevista a possibilidade da neutralidade tributária no biênio 2008/2009 sobre os ajustes contábeis decorrentes da adoção das alterações efetuadas pela Lei nº 11.638/07 para as empresas que não aderiram ao RTT.

Adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08

A Companhia adotou os dispositivos constantes da Lei 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08 para a preparação e apresentação de suas demonstrações contábeis, tendo como base as orientações da CVM e/ou das normas emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, estabelecendo a data de transição em 01.01.2008 (ou 31.12.2007), conforme opção constante da Deliberação CVM nº 565/08.

As modificações introduzidas pela referida legislação caracterizam-se como mudança de prática contábil, entretanto, conforme facultado pela referida deliberação da CVM, os ajustes com impacto no resultado foram efetuados contra lucros acumulados na data de transição, sem efeito retrospectivo sobre as demonstrações contábeis.

Opções relevantes efetuadas relacionadas à adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08

- a) Opção que resultou em ajuste na conta de lucros acumulados na data de transição

Ativo diferido

A Lei nº 11.638/07 restringiu o lançamento de gastos no ativo diferido e a MP nº 449/08 extinguiu este grupo de contas. Desta forma, a Companhia optou por efetuar as baixas dos gastos diferidos no valor de R\$ 6.689 (R\$ 4.919 líquido dos efeitos fiscais), no consolidado, que não tiveram como ser reclassificados para outro grupo de ativos (ativos imobilizado e intangível).

- b) Opções que resultaram em reclassificações no balanço patrimonial consolidado de 31.12.2007

	<u>Publicado</u>	<u>Reclassificações</u>	<u>Reclassificado</u>
Investimentos	113.407	(82.595)	30.812
Imobilizado	4.612.826	111.785	4.724.611
Intangível	75.492	(3.411)	72.081
Diferido	32.468	(25.779)	6.689

- b.1) Transferência do investimento para o intangível

O ativo intangível foi introduzido pela Lei 11.638/07 e está relacionado a direitos que tenham por objeto bens incorpóreos. A Companhia, desde 2006, seguindo orientação da CVM, já vinha reconhecendo determinados direitos intangíveis neste grupo de contas.

O ágio pago nas aquisições da ITASA, CLM e Seival Participações S.A., no valor total de R\$ 47.538, no consolidado, que na data da transição estavam apresentados no investimento foram transferidos para o intangível.

- b.2) Transferência do intangível para o imobilizado

O direito de concessão da Usina Cana Brava, no montante de R\$ 73.176, no consolidado, na data da transição estava apresentado no intangível. Entretanto, considerando que a referida concessão não pode ser vendida ou transferida para terceiros separadamente da respectiva Usina, como resultado da interpretação de regra específica, este ativo foi transferido para o imobilizado para apresentação conjunta com os ativos da Usina em referência.

b.3) Transferência do investimento para o imobilizado

O ágio pago na aquisição da Companhia Energética São Salvador (CESS), no valor de R\$ 35.057, na data da transição, foi transferido do investimento para o ativo imobilizado.

b.4) Transferência do diferido para o imobilizado e o intangível

Conforme anteriormente mencionado, como a legislação em referência extinguiu o ativo diferido, os gastos diferidos que não puderam ser transferidos para outros ativos foram baixados. Os gastos transferidos para o imobilizado e o intangível na data da transição montaram R\$ 3.552 e R\$ 22.227, respectivamente.

c) Comentários relativos a outras opções previstas

c.1) Ajuste a valor presente

De acordo com as novas práticas contábeis, os elementos integrantes do ativo e do passivo decorrentes de operações de longo prazo, ou de curto prazo, quando houver efeitos relevantes, devem ser ajustados a valor presente. A Companhia, na data da transição, já adotava esta prática contábil.

c.2) Demonstrações do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado

As novas práticas contábeis tornaram obrigatórias as demonstrações do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado e descontinuou a apresentação da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos. Na data da transição, a Companhia já apresentava os referidos demonstrativos que eram obrigatórios como informações suplementares às demonstrações contábeis.

c.3) Outras transações

A Companhia não realizou nenhuma operação com derivativos e pagamentos baseados em ações nem transações relevantes envolvendo arrendamento mercantil (*leasing*) que justificassem qualquer adoção de prática contábil de acordo com a nova legislação em referência.

Efeitos no lucro líquido do exercício findo em 31.12.2008 e no patrimônio líquido de 31.12.2008 decorrentes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08

	<u>Lucro Líquido</u>	<u>Patrimônio Líquido</u>
Saldo conforme demonstrações contábeis de 31.12.2008	1.115.153	3.170.788
Efeitos decorrentes da aplicação da Lei 11.638/07 e da MP 449/08:		
Baixa de ativo diferido	1.064	7.753
Amortização do ativo diferido	(410)	(410)
Imposto de renda e contribuição social sobre os ajustes	(222)	(1.992)
Saldo desconsiderando os efeitos da Lei 11.638/07 e MP 449/08	1.115.585	3.176.139

O patrimônio líquido e o lucro líquido da controladora não sofreram nenhum impacto decorrente da adoção inicial da Lei 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 09.03.2009 em reunião da Diretoria Executiva da Companhia.

3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) Aplicações financeiras - são classificadas em mantidas para negociação, mantidas até o vencimento e disponíveis para venda, vinculados à finalidade das referidas aplicações. As aplicações mantidas para negociação são avaliadas ao valor justo, com seus efeitos reconhecidos no resultado. As mantidas até o vencimento são mensuradas pelo custo de aquisição acrescido dos rendimentos auferidos, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. As disponíveis para venda são avaliadas ao valor justo, com seus efeitos reconhecidos na conta de ajuste de avaliação patrimonial, quando aplicável.

b) Imposto de renda e 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 nas diferenças temporárias. A segregação entre circulante e não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem. A controlada PPI/SA possui isenção parcial do imposto de renda pelo prazo de 10 anos, a partir do exercício de 2006, por estar localizada em área incentivada da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - constituída em montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir prováveis riscos na realização de créditos a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e de outros créditos, com base em análise individual dos créditos existentes.

d) Almoxxarifado - estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

e) Ativos indexados - são atualizados até a data do balanço.

f) Investimentos - 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;

g) Imobilizado - é registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, limitadas ao prazo da concessão das Usinas, quando aplicável, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro (UC) que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas estão demonstradas na Nota 11-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.

h) Empréstimos, financiamentos e debêntures - são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais e pelos juros incorridos até a data do balanço, deduzidos dos custos incorridos na captação dos recursos (ver Nota 15 e Nota 16).

i) Demais obrigações - são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

j) Provisão para contingências - são constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, cíveis, trabalhistas, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

k) Benefícios pós-emprego - são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, complementados pelos valores projetados atuarialmente e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas (ver Nota 21).

l) Ajuste a valor presente - os ativos e passivos decorrentes de operações de longo prazo ou de curto prazo, quando há efeitos relevantes, são ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de mercado.

m) Resultado do exercício - as receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

n) 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.

o) Uso de estimativas - a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas e de realização do respectivo ativo fiscal diferido.

p) Demonstrações contábeis 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 10-b).

Em face da participação da controladora nas demais sociedades controladas ser de 99,99%, não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

4 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Citibank - Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações Compromissadas com Títulos Públicos				
Federais e Privados ⁽¹⁾				
Nota do Tesouro Nacional (NTN - B)	258.434	424.512	313.385	535.435
Debêntures	-	30.092	-	37.955
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	25.473	-	30.890	-
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	<u>13.201</u>	<u>241</u>	<u>16.008</u>	<u>303</u>
	297.108	454.815	360.283	573.693
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	20.473	-	25.823
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	-	40.410	-	50.969
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	<u>12.751</u>	<u>49.333</u>	<u>15.463</u>	<u>62.224</u>
	<u>309.859</u>	<u>565.061</u>	<u>375.746</u>	<u>712.709</u>
Instituições Financeiras ⁽²⁾				
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	-	8.373	31.657
Notas do Tesouro Nacional (NTN - D)	-	-	-	3.634
Debêntures	-	-	<u>10.497</u>	<u>20.921</u>
	-	-	<u>18.870</u>	<u>56.212</u>
	<u>309.859</u>	<u>565.061</u>	<u>394.616</u>	<u>768.921</u>
Banco Santos				
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	2.603	1.777	2.603	2.603
(-) Provisão para perdas	<u>(2.603)</u>	<u>(1.777)</u>	<u>(2.603)</u>	<u>(2.603)</u>
	<u>309.859</u>	<u>565.061</u>	<u>394.616</u>	<u>768.921</u>

⁽¹⁾ São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas por uma taxa pré-fixada e estão lastreadas em títulos públicos federais e em títulos privados.

⁽²⁾ Banco Safra, Banco Bradesco, Banco Itaú, Banco Santander, Banco HSBC, Banco do Brasil, Banco Votorantin, Banco ABN AMRO Real, Banco UNIBANCO e Caixa Econômica Federal (CEF).

A Companhia estruturou as suas aplicações financeiras através da concentração dos recursos em um Fundo de Investimento Exclusivo e Multimercado, o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos. O referido instrumento financeiro está classificado como mantido para negociação, sendo avaliado pelo seu valor justo.

Os fundos exclusivos não possuem obrigações financeiras significativas, estando estas limitadas aos honorários de serviços de administração dos ativos, de execução das transações de investimentos e de auditoria, além de despesas gerais e administrativas.

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída para cobrir possíveis perdas decorrentes das aplicações em CDB que a Companhia possuía no Banco Santos, o qual teve a sua falência decretada em 2005.

5 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				2007 Total
	2008				
	Vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	179.973	-	-	179.973	192.569
Comercializadoras	83.231	47.137	14.922	145.290	82.232
Consumidores livres	35.255	1.593	-	36.848	28.383
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Correntes	2.191	1.081	537	3.809	6.312
- Parcelamentos	3.952	-	-	3.952	11.350
-Recomposição tarifária extraordinária (RTT)	429	-	-	429	1.585
-Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	12.076	122.574	121.820
	117.070	1.081	12.613	130.764	141.067
	415.529	49.811	28.275	493.615	444.991
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(121.820)
	305.031	49.811	16.199	371.041	323.171
	Consolidado				2007 Total
	2008				
	Vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	212.305	-	-	212.305	195.483
Comercializadoras	62.226	72	-	62.298	42.999
Consumidores livres	98.809	2.316	-	101.125	88.352
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Correntes	3.039	1.094	729	4.862	7.529
- Parcelamentos	3.952	-	-	3.952	11.350
-Recomposição tarifária extraordinária (RTT)	429	-	-	429	1.585
-Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	13.944	124.442	124.442
	117.918	1.094	14.673	133.685	144.906
	491.258	3.482	15.413	510.153	472.480
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(122.574)
	380.760	3.482	3.337	387.579	349.906

O prazo de recebimento dos valores relativos às faturas de comercialização de energia é de, no máximo, 45 dias.

Agentes com ações judiciais ou inadimplentes

A provisão para devedores duvidosos sobre os valores vincendos foi constituída 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 Acordo Geral do Setor Elétrico.

Os valores vencidos há mais de 90 dias referem-se, substancialmente, a transações no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, relativos a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido crédito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

6 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Circulante				
ICMS	15.973	42.764	16.027	44.894
Imposto de renda	-	-	3.292	681
Contribuição social	-	-	1.226	-
COFINS	3.568	2.256	6.392	2.316
PIS	769	490	1.730	503
INSS	<u>2.419</u>	<u>2.913</u>	<u>4.028</u>	<u>2.913</u>
	22.729	48.423	32.695	51.307
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	<u>(5.660)</u>	<u>(40.138)</u>	<u>(5.660)</u>	<u>(40.138)</u>
	<u>17.069</u>	<u>8.285</u>	<u>27.035</u>	<u>11.169</u>
Não Circulante				
ICMS	6.392	3.934	9.944	6.897
COFINS	8.215	8.762	74.370	8.772
PIS	1.809	1.902	16.171	1.904
INSS	<u>6.197</u>	<u>6.610</u>	<u>6.197</u>	<u>6.610</u>
	<u>22.613</u>	<u>21.208</u>	<u>106.682</u>	<u>24.183</u>

A provisão para perdas na realização de crédito acumulado de ICMS foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total do ICMS sobre a aquisição de combustíveis para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, tendo em vista que parcela substancial da venda de energia elétrica naquele Estado ocorria com diferimento de ICMS.

Em 2008, a Companhia recebeu Notificação da Secretaria de Estado de Fazenda do Mato Grosso do Sul, informando que a Companhia não teria direito de manter os créditos acumulados de ICMS, com o argumento de que as vendas de energia elétrica com diferimento ou não-incidência de ICMS eliminam o direito a manutenção dos créditos. Com base nesta decisão, a Companhia decidiu baixar o referido crédito, no valor de R\$ 34.478, e reverter a respectiva provisão para recuperação do mesmo.

A CESS, controlada integral da Companhia, transferiu do imobilizado para esta conta, em 31.12.2008, os valores a recuperar de PIS e COFINS, em virtude da opção pela utilização do direito aos créditos sobre as aquisições de máquinas e equipamentos e de edificações, conforme previsto na legislação específica. Os referidos créditos relativos a edificações serão amortizados no período de 24 meses e os referentes a máquinas e equipamentos em 48 meses.

7 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

Natureza dos créditos	Controladora				Total
	2008				
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	146.550	36.637	-	36.637	36.637
Benefícios pós-emprego	212.514	53.129	19.126	72.255	64.876
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.419
Provisão para contingências	110.789	27.697	9.971	37.668	36.212
Provisão para perdas com créditos de ICMS	5.660	1.415	509	1.924	13.647
Depreciação acelerada na UTE W. Arjona	21.849	5.462	1.967	7.429	8.565
Ajuste a valor presente de valores a receber	18.071	4.518	1.626	6.144	6.861
Ágio incorporado	19.193	4.798	1.728	6.526	-
Outros	14.874	3.719	1.338	5.057	5.245
		<u>168.018</u>	<u>47.297</u>	<u>215.315</u>	<u>213.462</u>
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		11.001	2.641	13.642	12.091
Não circulante		<u>157.017</u>	<u>44.656</u>	<u>201.673</u>	<u>201.371</u>
		<u>168.018</u>	<u>47.297</u>	<u>215.315</u>	<u>213.462</u>
Consolidado					
Natureza dos créditos	2008				Total
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	146.550	36.637	-	36.637	36.637
Benefícios pós-emprego	212.514	53.129	19.126	72.255	64.876
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.675
Provisão para contingências	130.436	29.027	11.739	40.766	37.488
Provisão para perdas com créditos de ICMS	5.660	1.415	509	1.924	13.647
Depreciação acelerada na UTE W. Arjona	21.849	5.462	1.967	7.429	8.565
Ajuste a valor presente de valores a receber	18.071	4.518	1.626	6.144	6.861
Ágio incorporado	19.193	4.798	1.728	6.526	-
Outros	36.419	6.286	3.277	9.563	6.426
		<u>171.915</u>	<u>51.004</u>	<u>222.919</u>	<u>216.175</u>
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		11.601	2.887	14.488	12.160
Não circulante		<u>160.314</u>	<u>48.117</u>	<u>208.431</u>	<u>204.015</u>
		<u>171.915</u>	<u>51.004</u>	<u>222.919</u>	<u>216.175</u>

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.

O horizonte de realização do ativo fiscal diferido e sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido, registrado</u>		
2009	13.642	14.488
2010	18.243	23.091
2011	24.405	24.759
2012	30.899	31.223
2013	58.420	58.674
2014 a 2015	30.256	30.754
2016 a 2018	<u>39.450</u>	<u>39.930</u>
	<u>215.315</u>	<u>222.919</u>
<u>Ativo fiscal diferido, não registrado</u>		
2019	3.492	3.492
2020	734	734
2021	734	734
2022	734	734
2023 a 2025	2.202	2.202
2026 a 2028	2.202	2.202
2029 em diante	<u>1.686</u>	<u>1.686</u>
	<u>11.784</u>	<u>11.784</u>
	<u>227.099</u>	<u>234.703</u>

O ativo fiscal diferido não registrado corresponde à RIC, cuja realização ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, em observância à Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

8 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2008		2007	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	1.555.302	1.555.302	1.390.065	1.390.065
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	3.031	-	6.747	-
Gratificação e 13º de dirigentes	2.389	-	3.178	-
Doações	3.715	3.715	2.242	2.242
Outras despesas indedutíveis	1.613	414	354	354
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(54.698)	(54.698)	(185.838)	(185.838)
Juros sobre o capital próprio	(176.000)	(176.000)	(176.000)	(176.000)
Reversão de ágio amortizado na incorporação de controlada	(23.032)	-	-	-
RIC ^(*)	(14.655)	-	(14.636)	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	1.297.665	1.328.733	1.026.112	1.030.823
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	(324.416)	(119.586)	(256.528)	(92.774)
Complemento do IR diferido sobre a RIC ^(*)	-	-	2.471	-
Incentivos fiscais	3.872	-	2.369	-
Outros	2	(21)	24	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	(320.542)	(119.607)	(251.664)	(92.774)
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(320.699)	(119.663)	(257.095)	(93.840)
Diferido	157	56	5.431	1.066
	(320.542)	(119.607)	(251.664)	(92.774)

^(*) RIC - Remuneração das Imobilizações em Curso

	Consolidado			
	2008		2007	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	1.589.520	1.589.520	1.485.338	1.485.338
Diferenças permanentes				
Adições				
Gratificação e 13º de dirigentes	2.537	-	3.509	-
Doações	3.855	3.855	2.490	2.490
Outras despesas indedutíveis	24.631	15.144	7.019	272
Exclusões				
Juros sobre o capital próprio	(176.000)	(176.000)	(176.000)	(176.000)
Reversão de ágio amortizado na incorporação de controlada	(23.032)	-	-	-
RIC (*)	(14.655)	-	(14.636)	-
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(1.835)	(3.263)	(5.508)	(3.995)
Base de cálculo dos tributos no resultado	1.402.021	1.429.256	1.302.212	1.308.105
Aliquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	(350.505)	(128.634)	(325.553)	(117.729)
Ajuste do IR e CS do ano anterior	(1.695)	172	(1.195)	(430)
Complemento do IR diferido sobre a RIC (*)	-	-	2.471	-
Incentivos fiscais	4.481	-	2.617	-
Outros	796	1.018	108	-
Imposto de renda e contrib. social – resultado	(346.923)	(127.444)	(321.552)	(118.159)
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(348.875)	(130.409)	(326.894)	(119.151)
Diferido	1.952	2.965	5.342	992
	(346.923)	(127.444)	(321.552)	(118.159)

(*) RIC: Remuneração das Imobilizações em Curso

A controlada PPESA possui redução de imposto de renda e adicionais, equivalente a 75% calculados sobre o lucro da exploração, pelo prazo de 10 anos, a partir do exercício de 2006, em função de estar localizada em área incentivada da SUDAM. Esta redução, no valor de R\$ 3.894, está apresentada no grupo incentivos fiscais, no quadro acima.

9 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

	Controladora e Consolidado	
	2008	2007
Valor original atualizado	103.988	101.496
(-) Ajuste a valor presente	<u>(18.071)</u>	<u>(20.181)</u>
	<u>85.917</u>	<u>81.315</u>
Classificação no Balanço		
Circulante	17.448	-
Não Circulante	<u>68.469</u>	<u>81.315</u>
	<u>85.917</u>	<u>81.315</u>

Os saldos apresentados acima correspondem aos valores a receber da Elétrica Jacuí S.A. (ELEJA) relativos à venda do empreendimento termelétrico Jacuí. 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, a qual, nos termos do contrato, assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto.

Em garantia ao cumprimento das obrigações contratuais, incluindo o pagamento do preço de compra, a ELEJA concedeu a Tractebel Energia, em promessa de penhor e hipoteca, os direitos, bens, máquinas, imóveis e seus acessórios, que foram objeto do contrato de compra e venda entre as partes.

De acordo com as condições contratuais, os valores da venda estão sendo atualizados pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e serão recebidos em 36 parcelas a partir da data de início da operação comercial da UTE Jacuí ou da data que se completarem quatro anos, contados a partir da venda. Considerando que os valores contratuais estão a preço futuro, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente, aplicando a taxa de desconto de 10% a.a.

O vencimento da 1ª parcela ocorreu em junho de 2008 e a Companhia vem recebendo mensalmente os valores contratados.

A Companhia iniciou um processo de negociação de venda do referido crédito a um potencial interessado em investir na ELEJA. Entretanto, em função do atual estágio das negociações e das incertezas quanto ao seu desfecho, nenhum ajuste a valor de realização do ativo foi reconhecido pela Companhia.

10 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Participações societárias permanentes:				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência Patrimonial	1.535.327	1.062.602	-	-
Ágio	38.490	63.067	-	-
Avaliadas pelo custo de aquisição	28.796	28.796	28.796	28.796
Bens e direitos para uso futuro	1.895	1.895	1.895	1.895
Outros investimentos	<u>121</u>	<u>121</u>	<u>121</u>	<u>121</u>
	<u>1.604.629</u>	<u>1.156.481</u>	<u>30.812</u>	<u>30.812</u>

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os ativos e passivos registrados no balanço de abertura da entidade adquirida são reconhecidos como investimento pela empresa compradora e o ágio apurado nas aquisições corresponde ao montante pago que excede o valor contábil do patrimônio líquido da entidade adquirida. Este procedimento foi adotado pela Companhia nos balanços individuais da Tractebel Energia e de suas controladas utilizadas como veículo para aquisição de empresas.

Para elaboração do balanço patrimonial consolidado, a Companhia considerou que os ágios pagos nas suas aquisições estão fundamentados no ativo imobilizado, juntamente com o valor de cada concessão como parte desses ativos, quando aplicável.

b) Participações societárias permanentes

b.1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Empresas	Lote de Mil Ações ou Quotas	Adiantam. p/ futuro aumento de capital	2008		2007		
			Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido
Ita Energética S.A. (ITASA)	253.607	-	48,75	35.160	598.059	29.617	583.424
Companhia Energética Meridional (CEM) ⁽¹⁾	-	-	-	11.122 ⁽¹⁾	-	99.436	443.744
Companhia Energética São Salvador (CESS) ⁽²⁾	271.943	-	99,99	(185)	270.474	-	268.943
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	30.530	-	99,99	7.187	47.225	7.929	40.345
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	-	99,99	27.599	31.799	64.066	4.200
Delta Energética S.A. ⁽³⁾	20.960	-	99,99	(68)	20.007	(31)	20.898
Energia América do Sul Ltda. ⁽⁴⁾	645.270	-	99,99	(6.445)	638.826	-	1
Gama Participações Ltda. ⁽⁵⁾	1	236.821	99,90	(1.652)	235.170	-	1
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda.	270	-	99,99	-	270	-	50

⁽¹⁾ Lucro líquido em 29.02.2008.

⁽²⁾ A controlada CEM foi incorporada na Tractebel Energia em 29.02.2008, conforme mencionado na Nota 1.

⁽³⁾ Em fase pré-operacional.

⁽⁴⁾ Sociedade de Propósito Específico utilizada como veículo para aquisição da Serval Participações S.A.

⁽⁵⁾ Sociedade de Propósito Específico usada como veículo da aquisição da PPIESA.

⁽⁶⁾ Sociedade de Propósito Específico utilizada como veículo de aquisição da Tupan, Hidropower, Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca, Ecomergy Serviços e para a construção da Itaipu.

Movimentação dos investimentos

Equivalência Patrimonial

Empresas	Saldos em 31.12.2007	Incorporação de controlada	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Dividendos	Ajuste Lei 11.638	Saldos em 31.12.2008
ITASA	284.419	-	-	17.140	(7.500)	(2.505)	291.554
CEM	443.744	(454.866)	-	11.122	-	-	-
CESS	268.943	-	3.000	(185)	-	(1.284)	270.474
Lages	40.345	-	-	7.187	-	(307)	47.225
Tractebel Energia Comercializadora	4.200	-	-	27.599	-	-	31.799
Delta Energética	20.898	-	-	(68)	-	(823)	20.007
Energia América do Sul	1	-	645.270	(6.445)	-	-	638.826
Grama Participações	1	-	236.821	(1.652)	-	-	235.170
Lagoa Formosa	50	-	220	-	-	-	270
Outras	1	-	1	-	-	-	2
	1.062.602	(454.866)	885.312	54.698	(7.500)	(4.919)	1.535.327

Ágio – Controladora

Empresas	Saldos em 31.12.2007	Incorporação de controlada	Amortização	Saldos em 31.12.2008
ITASA	5.721	-	(2.288)	3.433
CEM	22.289	(21.546)	(743)	-
CESS	35.057	-	-	35.057
Controladora	63.067	(21.546)	(3.031)	38.490

Informações sobre as controladas

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 ANEEL, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada ITASA tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

O montante pago que excede o valor contábil patrimonial da empresa adquirida está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados, nas demonstrações contábeis que estão sendo apresentadas, na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	2008	2007
Ativo circulante	60.077	69.220
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	5.657	4.177
Permanente	<u>929.883</u>	<u>976.714</u>
	<u>935.540</u>	<u>980.891</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>995.617</u>	<u>1.050.111</u>
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	117.628	115.277
Passivo não circulante		
Exigível a longo prazo	279.930	351.410
Patrimônio líquido	598.059	583.424
TOTAL DO PASSIVO	<u>995.617</u>	<u>1.050.111</u>
RESULTADO		
Receitas operacionais brutas	233.150	220.442
Deduções da receita operacional	(23.659)	(22.314)
Receitas líquidas de vendas	<u>209.491</u>	<u>198.128</u>
CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	<u>(58.726)</u>	<u>(58.934)</u>
LUCRO BRUTO	<u>150.765</u>	<u>139.194</u>
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(32.392)	(24.296)
Despesas gerais e administrativas	(20.447)	(20.236)
Outras	<u>174</u>	<u>93</u>
	<u>(52.665)</u>	<u>(44.439)</u>
Resultado do serviço	<u>98.100</u>	<u>94.755</u>
Despesas financeiras, líquidas	<u>(45.030)</u>	<u>(50.006)</u>
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	<u>53.070</u>	<u>44.749</u>
Imposto de renda e contribuição social	(17.910)	(15.132)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>35.160</u>	<u>29.617</u>

Companhia Energética Meridional (CEM)

Em 28.03.2008, a Tractebel Energia incorporou a sua controlada integral CEM, mediante a versão do seu acervo líquido, na data base de 29.02.2008, avaliado a valor contábil por empresa especializada, conforme demonstrado a seguir.

ATIVO		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
ATIVO CIRCULANTE		PASSIVO CIRCULANTE	
Disponibilidades	28.344	Fornecedores	5.811
Concessionária - Controladora	31.962	Dividendos propostos	25.104
Transações no âmbito da CCEE	187	Financiamentos e debêntures	29.053
Cauções e depósitos vinculados	1.643	Tributos e contribuições sociais	4.445
Outros	<u>1.072</u>	Contas a pagar controladora	13.988
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	<u>63.208</u>	Outras obrigações	<u>9.578</u>
		TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	<u>87.979</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE	
Realizável a Longo Prazo		Exigível a Longo Prazo	
Depósitos judiciais	24.487	Financiamentos e debêntures	125.845
Ativo fiscal diferido	1.613	Concessões a pagar	244.614
Outros	<u>798</u>	Provisão para contingências	<u>3.165</u>
	<u>26.898</u>	TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	<u>373.624</u>
Permanente			
Imobilizado	753.618		
Intangível	<u>72.745</u>		
	<u>826.363</u>		
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	<u>853.261</u>	ACERVO LÍQUIDO	<u>454.866</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>916.469</u>	TOTAL DO PASSIVO	<u>916.469</u>

A CEM detinha 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 e foi transferida para a Companhia após a conclusão da operação de incorporação.

Companhia Energética São Salvador (CESS)

A CESS é titular da concessão do aproveitamento hidrelétrico São Salvador, que possui 243,2 MW de capacidade instalada e 148,5 MW médios de energia assegurada. Em outubro de 2006, a CESS comercializou no 3º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2011, 148 MW médios com empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O montante pago que excede o valor contábil do patrimônio líquido da CESS, no valor de R\$ 35.057, no balanço consolidado está apresentado no ativo imobilizado. Este valor poderá ser acrescido de R\$ 18.000, caso ocorra a concatenação entre a data do início dos pagamentos relativos ao Uso do Bem Público (UBP) e o início do fornecimento de energia elétrica nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEARs), previsto para 2011, ou no Ambiente de Comercialização Livre a preços e montantes compatíveis com aqueles contratados no âmbito da CCEARs e pelo prazo que seja complementar ao prazo de fornecimento previsto nos CCEARs.

Pela outorga da concessão onerosa da UHE São Salvador, a CESS pagará à União, por intermédio da ANEEL, o valor original de R\$ 555.000, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado. De acordo com o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, datado de 18.07.2007, o início do pagamento dar-se-á a partir da operação comercial da 1ª unidade geradora da UHE São Salvador, ou a partir do início da entrega da energia objeto de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), o que ocorrer primeiro, até o término da concessão, em abril de 2037.

Ainda conforme o referido aditivo, este valor foi atualizado anualmente pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) até a data do aditivo contratual, em 18.07.2007, e a partir desta data, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Os valores contratuais atualizados são os seguintes:

	2008	2007
Valor anual	33.168	33.009
Parcelas mensais (1/12)	2.764	2.751
Valor nominal total	995.029	935.264
Valor presente total	326.659	286.317

O valor presente total foi calculado com base na taxa de desconto de 10% a.a., tradicionalmente utilizada no setor elétrico brasileiro, considerando os pagamentos no período de 01.03.2009 a 23.04.2037. O reconhecimento da concessão a pagar, pelo seu valor presente, em contrapartida do ativo imobilizado, ocorrerá quando do início da operação comercial da Usina, prevista para o primeiro semestre de 2009.

Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

A Lages detém a autorização 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 autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A Usina de Cogeração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

A Sociedade tem por 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 como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Delta Energética S.A. (Delta)

Em 2008 a Sociedade não exerceu atividades operacionais. A Delta é a controladora da Scival Participações S.A. (Scival). A Scival é uma *holding* de propósito específico, detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Scival Ltda., com sede na cidade de Porto Alegre (RS).

A aquisição da Scival tem como principal objetivo acrescentar ganhos ao desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai, uma vez que detém os direitos (incluindo autorização da ANEEL, licença prévia e opção de compra de imóvel) para implantar e explorar uma termelétrica a carvão em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW.

O preço de aquisição foi de R\$ 23.813 e a diferença entre o montante pago e o valor contábil patrimonial da Scival foi de R\$ 19.528, o qual será amortizado a partir do início da operação comercial da empresa.

Energia América do Sul Ltda (EAS)

No ano de 2008, a EAS, controlada integral da Companhia, adquiriu o controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), pelo montante de R\$ 644.919, após o cumprimento de determinadas condições constantes do contrato de compra e venda de ações celebrado em 13 de dezembro de 2007, dentre elas, a anuência prévia da ANEEL e a aprovação do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

O valor pago pela Companhia que excede o valor contábil do patrimônio líquido da PPESA, no montante de R\$ 359.948, tem como fundamento o imobilizado e está sendo alocado como parte desse ativo, no balanço consolidado, e está sendo amortizado no prazo remanescente da concessão, que se encerra em setembro de 2034. O saldo líquido de amortização, em 31.12.2008, é de R\$ 351.110.

A PPESA detém a concessão da hidrelétrica Ponte de Pedra, uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 176,1 MW (energia assegurada de 131,6 MW médios) em operação comercial desde setembro de 2005, localizada no rio Correntes no Estado de Mato Grosso e, também, possui isenção parcial do imposto de renda pelo prazo de 10 anos, a partir do exercício de 2006, por estar localizada em área incentivada da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

Gama Participações Ltda (Gama)

A Gama é uma controlada integral da Companhia que, durante o exercício de 2008, adquiriu e constituiu algumas empresas. A seguir informações sobre as controladas da Gama.

Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan) e Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

A Gama, em dezembro de 2008, concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Tupan e da Hidropower pelo valor de R\$ 240.859.

O valor pago pela Gama que excede o valor contábil patrimonial da Tupan e da Hidropower, nos valores de R\$ 91.436 e R\$ 83.544, respectivamente, tem como fundamento o imobilizado e está sendo alocado como parte desse ativo, no balanço consolidado, e está sendo amortizado no prazo remanescente da autorização, que se encerra em dezembro de 2032.

A Tupan detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, em operação comercial desde dezembro de 2007. A PCH está localizada em Rondonópolis (MT), no rio Ponte de Pedra e, tem energia assegurada de 14 MW médios. A Tupan possui 118,36 GWh/ano de energia contratada com a Centrais Elétricas do Brasil S.A. (ELETROBRAS), através do PROINFA, até 2027, ao preço de R\$ 153,61/MWh.

A Hidropower detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW, em operação comercial desde fevereiro de 2007. Localizada em Rondonópolis (MT), no rio Ponte de Pedra, a PCH tem energia assegurada de 11,9 MW médios. A Hidropower possui 100,49 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a ELETROBRAS, através do PROINFA, ao preço de R\$ 153,61/MWh.

Eólica Beberibe S.A. (Beberibe), Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do sal), Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia branca) e Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda (Econergy Serviços)

A Companhia, em dezembro de 2008, adquiriu a totalidade do capital social da Eólica Beberibe S.A. (Beberibe) pelo montante de R\$ 100.800, da Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal) por R\$ 52.200, da Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca) pelo valor de R\$ 46.800 e da Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda. (Econergy Serviços) por R\$ 200, totalizando R\$ 200.000 (R\$ 194.356 líquidos de impostos).

O valor pago pela Gama que excede o valor contábil do patrimônio líquido da Beberibe, da Pedra do Sal e da Areia Branca, nos valores de R\$ 50.965, R\$ 19.319 e R\$ 8.054, respectivamente, tem como fundamento o imobilizado e está sendo alocado como parte desse ativo, no balanço consolidado. A amortização inicia-se a partir do início da operação comercial e ocorrerá durante o prazo da concessão, que se encerra no período de 2030 a 2033.

A Eólica Beberibe S.A. detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,60 MW e energia assegurada de 8MW médios. Localizada em Beberibe (CE), possui 85,07 GWh/ano de energia contratada por 20 anos com a ELETROBRAS, através do PROINFA, ao preço de R\$ 217,81/MWh. A empresa entrou em operação comercial em setembro de 2008.



A Eólica Pedra do Sal S.A. detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW e energia assegurada de 8 MW médios. Localizada em Parnaíba (PI), possui 66,29 GWh/ano de energia contratada com a ELETROBRAS através do PROINFA, por 20 anos, ao preço de R\$ 241,20/MWh. A operação comercial da sociedade foi iniciada em dezembro de 2008.

A Hidrelétrica Aréia Branca S.A. detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar a PCII Aréia Branca, com capacidade instalada de 19,80 MW. Localizada em Caratinga (MG), possui 90,84 GWh/ano de energia contratada por 20 anos com a ELETROBRAS, através do PROINFA, ao preço de R\$ 153,91/MWh. A PCII tem previsão de entrar em operação no 1º semestre de 2009.

A Ecomergy Serviços é uma sociedade prestadora de serviços administrativos e tecnológicos para as empresas anteriormente mencionadas.

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

A Ibitiúva foi constituída em 2008, para participar, através do Consórcio Andrade, do 1º Leilão de Energia de Reserva, promovido pela ANEEL.

O Consórcio Andrade é formado pela Ibitiúva e pela Andrade Açúcar e Alcool S.A., controlada da Açúcar Guarani S.A. e, vendeu 20 MW médios de energia elétrica no referido Leilão, pelo preço de R\$ 158,11/MWh, a ser entregue por um período de 15 anos, a partir de 2010.

A energia elétrica vendida será gerada pela UTE Destilaria Andrade, em implantação no município de Pitangueiras (SP), que terá capacidade instalada de 33MW e garantia física de 20MW médios e, utilizará como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar na unidade produtora de açúcar e etanol Andrade do Grupo Guarani. O investimento previsto para a construção da Usina é de R\$ 120.000 com recursos próprios e do BNDES ou o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) e o início da construção está previsto para março de 2009.

Lagoa Formosa Bioenergética Ltda.

A Sociedade é controlada integral da Tractebel Energia e foi constituída com o objetivo de construir a Usina Cogeração São João, um empreendimento à biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini Açúcar e Alcool Ltda., pertencente ao Grupo Dedini Agro.

Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer tal parceria. A Tractebel Energia, entretanto, terá direito a uma compensação financeira a título de indenização pelo descumprimento dos termos contratados entre as partes. O projeto havia vendido 23 MW médios, a partir de 2010, no 1º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, em junho do ano corrente, cujo compromisso de implantação e entrega permanece com a Dedini.

No ano de 2008 a Companhia recebeu parte do valor incontroverso da causa, relativo à multa contratual, e permanece em discussão quanto à parte que a Companhia entende como valor indenizável.

b.2) Avaliadas pelo custo de aquisição

Machadinho Energética S.A. (MAESA)

A Companhia adquiriu, em março de 2007, por R\$ 28.793, a participação acionária de 2,82% na MAESA. A MAESA explora, através de consórcio, a UHE Machadinho. O Consórcio Machadinho é composto pela Tractebel Energia S.A., no qual participa com 19,28% e por outras empresas consorciadas, que juntas detém 80,72%.

11 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora			
		2008			2007
		Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido
					Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UIIE Salto Santiago	2,5		641.188	(520.565)	120.623
UIIE Salto Osório	2,7		332.545	(239.351)	93.194
UIIE Passo Fundo	2,4		120.159	(94.074)	26.085
UIIE Itá (em consórcio)	3,6		1.233.683	(265.073)	968.610
UIIE Machadinho (em consórcio)	3,2		180.618	(31.470)	149.148
UIIE Cana Brava	3,0		<u>964.194</u>	<u>(158.386)</u>	<u>805.808</u>
			3.472.387	(1.308.919)	2.163.468
					1.405.683
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4		2.521.171	(1.447.070)	1.074.101
UTE Charquedas	6,4		59.398	(51.398)	8.000
UTE Alegrete	3,6		8.289	(7.356)	933
UTE William Arjona	4,3		<u>174.706</u>	<u>(79.446)</u>	<u>95.260</u>
			2.763.564	(1.585.270)	1.178.294
					1.240.136
Equipamentos Gerais e Outros					
	10,0		<u>52.436</u>	<u>(27.006)</u>	<u>25.430</u>
			6.288.387	(2.921.195)	3.367.192
					2.670.671
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica					
			9.395	-	9.395
Geração Térmica					
			43.681	-	43.681
Equipamentos Gerais e Outros					
			<u>3.824</u>	<u>-</u>	<u>3.824</u>
			56.900	-	56.900
					64.027
Total das imobilizações					
			6.345.287	(2.921.195)	3.424.092
Obrigações especiais					
			<u>(9.755)</u>	<u>-</u>	<u>(9.755)</u>
			6.335.532	(2.921.195)	3.414.337
					2.725.218

Consolidado					
	2008			2007	
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	641.188	(520.565)	120.623	135.231
UIIE Salto Osório	2,7	332.545	(239.351)	93.194	75.201
UIIE Passo Fundo	2,4	120.159	(94.074)	26.085	28.186
UHE Itá (em consórcio)	3,6	1.777.842	(372.510)	1.405.332	1.460.709
UHE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.618	(31.470)	149.148	154.336
UHE Cana Brava	3,0	964.194	(158.386)	805.808	828.710
UIIE Ponte de Pedra	3,7	1.180.542	(58.900)	1.121.642	-
PCH Rondonópolis	3,3	185.341	(3.723)	181.618	-
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	3,3	156.511	(5.151)	151.360	-
		5.538.940	(1.484.130)	4.054.810	2.682.373
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.521.171	(1.447.070)	1.074.101	1.131.510
UTE Charqueadas	6,4	59.398	(51.398)	8.000	8.304
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.356)	933	979
UTE William Arjona	4,3	174.706	(79.446)	95.260	99.343
Unidade de Cogeração Lages	4,4	75.724	(14.887)	60.837	62.613
		2.839.288	(1.600.157)	1.239.131	1.302.749
Geração Eólica					
EOL Beberibe	5,1	184.617	(2.007)	182.610	-
Equipamentos Gerais e Outros					
	10,0	52.839	(27.174)	25.665	24.916
		8.615.684	(3.113.468)	5.502.216	4.010.038
Imobilizações em Curso					
UHE São Salvador		870.081	-	870.081	653.738
PCH Arcia Branca		98.586	-	98.586	-
Outras UIIE (obras de adição)		10.919	-	10.919	24.861
Geração Hidráulica		979.586	-	979.586	678.599
Geração Térmica		54.695	-	54.695	43.379
Geração Eólica - Pedra do Sal		107.792	-	107.792	-
Equipamentos Gerais e Outros		3.854	-	3.854	2.200
		1.145.927	-	1.145.927	724.178
Total das imobilizações		9.761.611	(3.113.468)	6.648.143	4.734.216
Obrigações especiais		(9.880)	-	(9.880)	(9.605)
		9.751.731	(3.113.468)	6.638.263	4.724.611

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	Em curso	Total	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2006	2.791.039	54.890	2.845.929	4.173.802	60.737	4.234.539
Ingressos						
UHE São Salvador	-	-	-	-	650.634	650.634
Demais usinas	-	67.586	67.586	-	71.401	71.401
Transferências	58.196	(58.196)	-	59.000	(59.000)	-
Transferência do diferido	-	-	-	-	3.552	3.552
Depreciação	(176.066)	-	(176.066)	(220.266)	-	(220.266)
Baixas	(2.498)	(253)	(2.751)	(2.498)	(3.146)	(5.644)
Saldo em 31.12.2007	2.670.671	64.027	2.734.698	4.010.038	724.178	4.734.216
Ingressos						
UHE São Salvador	-	-	-	-	288.516	288.516
UHE Cana Brava	825.608	476	826.084	-	-	-
UHE Ponte de Pedra	-	-	-	1.129.404	7.374	1.136.778
PCH Eng. José Gelazio da Rocha	-	-	-	151.626	-	151.626
PCH Rondonópolis	-	-	-	181.923	-	181.923
PCH Arcia Branca	-	-	-	-	98.586	98.586
UTE Destilaria Andrade	-	-	-	-	10.180	10.180
EOL Beberibe	-	-	-	197.490	-	197.490
EOL Pedra do Sal	-	-	-	-	107.815	107.815
Demais usinas	472	73.322	73.794	598	74.509	75.107
Transferência dos ativos diferido e intangível	-	-	-	3.196	255	3.451
Transferência de créditos de PIS e COFINS ^(*)	-	-	-	(13.459)	(72.427)	(85.886)
Transferências	80.925	(80.925)	-	93.059	(93.059)	-
Depreciação	(207.467)	-	(207.467)	(248.627)	-	(248.627)
Baixas	(3.017)	-	(3.017)	(3.032)	-	(3.032)
	3.367.192	56.900	3.424.092	5.502.216	1.145.927	6.648.143
Obrigações Especiais	(9.755)	-	(9.755)	(9.880)	-	(9.880)
Saldo em 31.12.2008	3.357.437	56.900	3.414.337	5.492.336	1.145.927	6.638.263

(*) Transferência para o ativo circulante e realizável a longo prazo dos créditos de PIS e COFINS sobre as aquisições de máquinas e equipamentos e edificações da CHES.

c) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Lei n   8.987/95, de 13.02.2005, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, prev  e o seguinte em seu Art. 36, "A reversão no advento do termo contratual far-se-   com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualização do serviço concedido".

O Decreto n   2003, de 10.09.1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor, estabelece o que segue em seu Art. 20, "No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.

Parágrafo 1  . Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

Parágrafo 2º. No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoproductor remover as instalações."

Considerando a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não haverá indenização pelo Poder Concedente, ao final do prazo da concessão, do valor residual dos bens que integram o Projeto Original, a Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2007, passou a depreciar estes ativos de acordo com as taxas determinadas pela ANEEL, limitada ao prazo de concessão.

d) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos financiamentos da CIES, cujo valor no ano foi de R\$ 44.890 (R\$ 14.559 em 2007), estão sendo reconhecidos no imobilizado em curso.

e) 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.

f) 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	27.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	Controladora	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	PPESA	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	CFSS	243	23.04.2002	22.04.2037
II – Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE Charquedas	Controladora	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
Unidade de Cogeração Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	29.10.2032
PCII Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCII Eng. José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
PCII Arcia Branca	Hidrelétrica Arcia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
EOL Pedra do Sal	Eólica Pedra do Sal S.A.	18	02.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Eólica Beberibe S.A.	26	04.08.2003	03.08.2033

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto ITASA (ver Nota 10-b.1) e a concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho (ver Nota 10-b.2)

g) 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.

h) 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.

12 – ATIVO INTANGÍVEL

	Controladora				
	2008				2007
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Direito de uso	20,0	11.110	(9.225)	1.885	2.185
Ágio incorporado da CEM	10,0	<u>44.578</u>	<u>(26.623)</u>	<u>17.955</u>	-
		<u>55.688</u>	<u>(35.848)</u>	<u>19.840</u>	<u>2.185</u>

	Consolidado				
	2008				2007
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Direito de uso	20,0	15.741	(9.475)	6.266	2.316
Direito de compra de energia	10,0	64.561	-	64.561	-
Ágio incorporado da CEM	10,0	44.578	(26.623)	17.955	22.289
Ágio incorporado da ITASA	10,0	72.793	(54.388)	18.405	27.948
Direitos adquiridos (UTE Scival)	-	<u>19.528</u>	-	<u>19.528</u>	<u>19.528</u>
		<u>217.201</u>	<u>(90.486)</u>	<u>126.715</u>	<u>72.081</u>

O direito de compra de energia será amortizado durante a vigência do contrato de compra, de 2013 a 2023. A amortização dos direitos adquiridos da UTE Scival ocorrerá a partir do início da operação comercial da Usina, cuja data ainda não pode ser prevista devido ao estágio em que se encontra o projeto.

13 – 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 compatível com o valor estimado de alienação.

Em 26.10.2004 a Administração da Companhia comunicou à assessoria do MMF que, após o término do contrato com a CBEE, as referidas unidades geradoras seriam mantidas e estariam à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a partir de 01.01.2005, 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 vem revertendo a amortização acelerada reconhecida ao longo do contrato com a CBEE.

O valor residual das unidades geradoras 4 e 5 em 31.12.2008 e 2007 é de R\$ 33.134.

14 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Energia elétrica comprada	46.492	79.012	78.579	70.128
Transações no âmbito da CCEE	2.002	17.631	3.851	19.536
Encargos de uso da rede elétrica	64.196	49.747	67.852	54.167
Combustíveis fósseis / biomassa	-	40.195	145	39.148
Materiais e serviços	36.339	43.123	61.940	90.632
	149.029	229.708	212.367	273.911

15 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	2008			2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional (STN), líquido de garantias depositadas	24.173	175.841	200.014	20.545	160.504	181.049
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	-	129.526	129.526	-	104.343	104.343
Deutsche Bank	4.490	-	4.490	3.403	3.403	6.806
ABN AMRO Bank	-	-	-	2.498	-	2.498
Encargos	4.568	-	4.568	4.501	-	4.501
	<u>33.231</u>	<u>305.367</u>	<u>338.598</u>	<u>30.947</u>	<u>268.250</u>	<u>299.197</u>
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	27.445	41.114	68.559	34.005	66.464	100.469
BNDES	14.947	49.823	64.770	1.790	-	1.790
Banco do Brasil	3.529	7.059	10.588	3.529	10.588	14.117
Notas Promissórias	400.000	-	400.000	-	-	-
Encargos	33.367	-	33.367	984	-	984
	<u>479.288</u>	<u>97.996</u>	<u>577.284</u>	<u>40.308</u>	<u>77.052</u>	<u>117.360</u>
	<u>512.519</u>	<u>403.363</u>	<u>915.882</u>	<u>71.255</u>	<u>345.302</u>	<u>416.557</u>
Consolidado						
	2008			2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional (STN), líquido de garantias depositadas	24.173	175.841	200.014	20.545	160.504	181.049
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	-	129.526	129.526	-	104.343	104.343
Deutsche Bank	4.490	-	4.490	3.403	3.403	6.806
ABN AMRO Bank	-	-	-	2.498	-	2.498
Encargos	4.568	-	4.568	4.501	-	4.501
	<u>33.231</u>	<u>305.367</u>	<u>338.598</u>	<u>30.947</u>	<u>268.250</u>	<u>299.197</u>
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	27.445	41.114	68.559	34.005	66.464	100.469
BNDES	47.816	389.259	437.075	28.793	255.545	284.338
Agentes Financiadores (BNDES)	52.650	725.722	778.372	14.990	338.409	353.399
Banco do Brasil	7.495	38.125	45.620	3.529	10.588	14.117
BRDE	6.826	18.203	25.029	6.810	24.969	31.779
Caixa Econômica Federal (CEF)	5.157	51.574	56.731	-	-	-
Notas Promissórias	400.000	-	400.000	-	-	-
ABN AMRO Real	55.026	-	55.026	-	-	-
Bradesco	829	-	829	-	-	-
Encargos	35.438	10.961	46.399	1.950	6.506	8.456
	<u>638.682</u>	<u>1.274.958</u>	<u>1.913.640</u>	<u>90.077</u>	<u>702.481</u>	<u>792.558</u>
	<u>671.913</u>	<u>1.580.325</u>	<u>2.252.238</u>	<u>121.024</u>	<u>970.731</u>	<u>1.091.755</u>

Em maio de 2008 a Companhia concluiu o processo de distribuição pública da 3ª emissão de Notas Promissórias Comerciais, tendo sido emitidas 40 (quarenta) notas ao valor total de R\$ 400.000, com vencimento em maio de 2009. Os subscritores das Notas foram os Coordenadores e Instituições Financeiras ligadas à Emissora e aos Coordenadores.

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2006	256.152	344.197	600.349	306.079	610.251	916.330
Ingressos	-	-	-	-	392.651	392.651
Transferências	61.311	(61.311)	-	110.139	(110.139)	-
Postecipação do vencimento	(101.289)	101.289	-	(101.289)	101.289	-
Encargos gerados	54.075	-	54.075	82.687	15.552	98.239
Variações cambiais	(21.067)	(33.465)	(54.532)	(21.067)	(33.465)	(54.532)
Remuneração de garantias depositadas	-	(5.408)	(5.408)	-	(5.408)	(5.408)
Amortizações	(177.927)	-	(177.927)	(255.525)	-	(255.525)
Saldo em 31.12.2007	71.255	345.302	416.557	121.024	970.731	1.091.755
Ingressos	400.000	-	400.000	416.708	166.821	583.532
Incorporação da CFM	15.203	62.153	77.356	-	-	-
Aquisição da PPE-SA	-	-	-	42.023	252.135	294.158
Aquisições efetuadas pela Gama (*)	-	-	-	54.488	225.025	279.513
Transferências	64.727	(64.727)	-	142.906	(142.906)	-
Encargos gerados	72.475	110	72.585	114.956	47.991	162.947
Variações cambiais	10.879	69.364	80.243	11.275	69.364	80.639
Remuneração de garantias depositadas	-	(8.839)	(8.839)	-	(8.839)	(8.839)
Amortizações	(122.020)	-	(122.020)	(231.467)	-	(231.467)
Saldo em 31.12.2008	512.519	403.363	915.882	671.913	1.580.325	2.252.238

(*) Referem-se aos ingressos referentes aos empréstimos das empresas Tupan, Hidropower, Pedra do Sal, Fôlica Beberibe e Arcaia Branca, adquiridas pela Gama Participações Ltda, controlada integral da Companhia.

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	2008			2007		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano (USD)	89.076	208.169	22,73	109.411	193.800	46,52
Euro (EUR)	40.279	<u>130.429</u>	<u>14,24</u>	40.404	<u>105.397</u>	<u>25,31</u>
		338.598	36,97		299.197	71,83
Moeda nacional						
CDI		433.011	47,28		-	-
TJLP		65.045	7,10		-	-
Não indexado		<u>79.228</u>	<u>8,65</u>		<u>117.360</u>	<u>28,17</u>
		577.284	63,03		117.360	28,17
		915.882	100,00		416.557	100,00

	Consolidado					
	2008			2007		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano (USD)	89.076	208.169	9,24	109.411	193.800	17,75
Euro (EUR)	40.279	<u>130.429</u>	<u>5,79</u>	40.404	<u>105.397</u>	<u>9,66</u>
		<u>338.598</u>	<u>15,03</u>		<u>299.197</u>	<u>27,41</u>
Moeda nacional						
CDI		488.866	21,71			
TJLP		1.299.049	57,68		675.198	61,84
UMBNDDES590 (*)		11.236	0,50			
Não indexado		<u>114.489</u>	<u>5,08</u>		<u>117.360</u>	<u>10,75</u>
		<u>1.913.640</u>	<u>84,97</u>		<u>792.558</u>	<u>72,59</u>
		<u>2.252.238</u>	<u>100,00</u>		<u>1.091.755</u>	<u>100,00</u>

(*) Índice relativo à cesta de moedas calculado pelo BNDDES.

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

Moeda – indexador	2008		2007	
	2008		2007	
Dólar Americano (USD)	31,94	(17,15)		
Euro (EUR)	24,14	(7,50)		
TJLP	6,25	6,37		
CDI	12,35	11,82		
UMBNDDES590	33,86	-		

e) Condições Contratadas

	Controladora	Consolidado
Moeda estrangeira		
STN e Deutsche Bank	Libor + 0,55% a.a. a 1,075 % a.a.	Libor + 0,55% a.a. a 1,075 % a.a.
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	Euribor + 2,75% a.a.	Euribor + 2,75% a.a.
Moeda nacional		
ELETRONBRAS	12% a.a.	12% a.a.
BNDDES, Agentes financiadores do BNDDES e BRDE	TJLP + 4% a.a.	TJLP + 2,5% a.a. a 5,0% a.a. e UMBNDDES + 5% + Taxa Variável. (a)
Bancos comerciais:		
Taxa fixa	8,13% a.a.	8,13% a.a. a 9,5% a.a.
Vinculada ao CDI	-	100% a 102 % do CDI
Vinculada a TJLP	-	TJLP + 3,5% a.a.
Notas Promissórias 3ª emissão	103,5% do CDI	103,5% do CDI

(a) Custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDDES na captação de recursos em moeda estrangeira

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2010	21.239	48.795	70.034	21.239	188.711	209.950
2011	21.239	29.272	50.511	21.239	169.188	190.427
2012	15.718	14.947	30.665	15.718	152.588	168.306
2013	10.197	4.982	15.179	10.197	131.285	141.482
2014	4.929	-	4.929	4.929	105.943	110.872
2015	129.526	-	129.526	129.526	77.615	207.171
2016 a 2023	-	-	-	-	449.598	449.598
2024	102.519	-	102.519	102.519	-	102.519
	305.367	97.996	403.363	305.367	1.274.958	1.580.325

g) Garantias

g.1) Tractebel Energia S.A.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

Secretaria do Tesouro Nacional (STN): (a) Cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R\$ 94.398, em 31.12.2008, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente.

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

ELIETROBRAS: (a) Procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) Notas Promissórias no montante referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais.

Banco do Brasil: (a) Cessão e transferência de crédito no valor de R\$ 8.726, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) caução de Nota Promissória no valor correspondente ao do financiamento.

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures: Em consequência da incorporação da CEM pela Tractebel Energia, ocorrida em 28.03.2008, as garantias anteriormente existentes nos dois Contratos, foram substituídas por Carta de Fiança do UNIBANCO, no valor de R\$ 131.966, com validade até 15.10.2013.

g.2) ITASA

BNDES e Agentes Financiadores do BNDES: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; (b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com seus acionistas; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da ITASA ao BNDES e Agentes Financiadores.

g.3) Lages Bioenergética Ltda.

BRDE: (a) Cessão dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Companhia; (b) cessão dos Direitos de Indenização decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Vapor e Compra e Venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e a Battistella Ind. e Com. Ltda.; (c) cessão dos Direitos Emergentes da Autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica; (d) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

g.4) Companhia Energética São Salvador (CESS)

BNDES e Agentes Financiadores do BNDES: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE São Salvador; (b) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS; e (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto.

g.5) Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)

BNDES e Agentes Financiadores do BNDES: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Ponte de Pedra; (b) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da PPESA; (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto.

g.6) Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)

Caixa Econômica Federal (CEF): (a) Hipoteca de terreno e imóveis; (b) Alienação fiduciária de equipamentos; (c) totalidade das ações representativas do Capital Social; e (d) Recebíveis e Conta Reserva. A Companhia está em negociação para substituir as fianças pessoais emitidas pelos antigos sócios, por uma Carta Fiança Corporativa da Tractebel Energia S.A.

g.7) Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

Banco do Brasil: (a) Totalidade das ações representativas do Capital Social; e (b) Recebíveis e Conta Reserva. A Companhia está negociando a substituição das fianças pessoais emitidas pelos antigos sócios, por uma Carta Fiança Corporativa da Tractebel Energia S.A.

g.8) Eólica Beberibe S.A. e Arcia Branca S.A.

BNDES: (a) Alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do Capital Social; e (c) Recebíveis e Conta Reserva.

g.9) Eólica Pedra do Sal S.A.

ABN Amro Real S.A. - Penhor das quotas de aplicações financeiras da GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. A garantia será substituída, a partir de fevereiro de 2009, por Carta Fiança Corporativa da Tractebel Energia S.A.

h) Compromissos contratuais (covenants)

Os principais *covenants* financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia

16 – DEBÊNTURES

a) Composição

	2008			2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Emissão (1ª Série)	9.141	140.000	149.141	6.483	142.539	149.022
1ª Emissão (2ª Série)	-	60.000	60.000	-	60.000	60.000
2ª Emissão (Série Única)	-	381.080	381.080	404	357.763	358.167
Cana Brava (Série Única)	11.917	51.904	63.821	-	-	-
Encargos	29.053	-	29.053	25.251	-	25.251
Total Controladora	50.111	632.984	683.095	32.138	560.302	592.440
Cana Brava (Série Única)	-	-	-	10.807	63.667	74.474
ITASA (1ª e 2ª Séries)	9.154	32.760	41.914	10.185	40.950	51.135
Encargos	1.326	-	1.326	3.430	-	3.430
Total Consolidado	60.591	665.744	726.335	56.560	664.919	721.479

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2006	15.004	200.000	215.004	37.834	323.344	361.178
Ingressos	-	353.423	353.423	-	353.423	353.423
Transferências	9.167	(9.167)	-	28.150	(28.150)	-
Encargos gerados	33.487	-	33.487	46.930	256	47.186
Variações monetárias	2.012	16.016	18.058	6.057	16.016	22.103
Amortizações	(27.532)	-	(27.532)	(62.411)	-	(62.411)
Saldo em 31.12.2007	32.138	560.302	592.440	56.560	664.919	721.479
Incorporação da CEM	13.850	63.692	77.542	-	-	-
Transferências	29.272	(29.272)	-	37.462	(37.462)	-
Encargos gerados	55.266	114	55.380	61.453	139	61.592
Variações monetárias	(1.843)	38.148	36.305	2.879	38.148	41.027
Amortizações	(78.572)	-	(78.572)	(97.763)	-	(97.763)
Saldo em 31.12.2008	50.111	632.984	683.095	60.591	665.744	726.335

c) Condições contratadas

A Companhia possui debêntures indexadas ao IGPM, IPCA e TJLP acrescidos de taxa fixa de juros e debêntures remuneradas por percentual do CDI.

d) Variação dos indexadores

Moeda – indexador	(%)	
	2008	2007
TJLP	6,25	6,37
IGP-M	9,81	7,75
CDI	12,35	11,82
IPCA (cm 2007, de maio a dezembro)	5,89	2,33

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2010	73.108	81.298
2011	154.419	162.609
2012	142.875	151.065
2013	135.530	143.720
2014	<u>127.052</u>	<u>127.052</u>
	<u>632.984</u>	<u>665.744</u>

f) Compromissos contratuais (covenants)

Os *covenants* financeiros estabelecidos nos contratos de debêntures estão sendo cumpridos pela Companhia.

17 – IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Circulante				
Imposto de renda	259.647	187.970	262.753	225.766
Contribuição social	77.520	55.944	79.496	66.788
ICMS	15.567	11.376	33.456	30.002
PIS e COFINS	12.732	10.153	15.796	12.164
INSS	2.086	3.705	2.499	3.716
Outros	<u>2.996</u>	<u>2.576</u>	<u>10.108</u>	<u>2.930</u>
	370.548	271.724	404.108	341.396

A Companhia vem recolhendo o imposto de renda e a contribuição social mensalmente sobre a base de cálculo estimada, em consonância com a legislação em vigor.

18 – OBRIGAÇÕES COM O PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Tractebel Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica, autorizada à produção independente, está obrigada a aplicar anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos tem a seguinte destinação: (i) 40% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL; e (iii) 20% para o MML, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

19 – 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:

a) Composição

	Controladora					
	2008			2007		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	15.152	(3.914)	11.238	13.508	(3.489)	10.019
INSS	29.358	(13.022)	16.336	26.421	(11.609)	14.812
	<u>44.510</u>	<u>(16.936)</u>	<u>27.574</u>	<u>39.929</u>	<u>(15.098)</u>	<u>24.831</u>
Cíveis						
Contratos com fornecedores	18.931	-	18.931	17.235	-	17.235
Doença ocupacional e acidente do trabalho	12.298	(1.272)	11.026	22.625	(491)	22.134
Ambientais	3.472	-	3.472	-	-	-
Ações diversas	10.179	(11)	10.168	6.698	(20)	6.678
	<u>44.880</u>	<u>(1.283)</u>	<u>43.597</u>	<u>46.558</u>	<u>(511)</u>	<u>46.047</u>
Trabalhistas	<u>21.399</u>	<u>(10.918)</u>	<u>10.481</u>	<u>20.018</u>	<u>(17.533)</u>	<u>2.485</u>
	<u>110.789</u>	<u>(29.137)</u>	<u>81.652</u>	<u>106.505</u>	<u>(33.142)</u>	<u>73.363</u>
Classificação no Balanço						
Circulante			10.140			10.134
Não circulante			<u>71.512</u>			<u>63.229</u>
			<u>81.652</u>			<u>73.363</u>
	Consolidado					
	2008			2007		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	15.152	(3.914)	11.238	13.508	(3.489)	10.019
INSS	29.358	(13.022)	16.336	26.421	(11.609)	14.812
	<u>44.510</u>	<u>(16.936)</u>	<u>27.574</u>	<u>39.929</u>	<u>(15.098)</u>	<u>24.831</u>
Cíveis						
Contratos com fornecedores	18.931	-	18.931	17.235	-	17.235
Doença ocupacional e acidente do trabalho	12.298	(1.272)	11.026	22.625	(491)	22.134
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	16.940	(16.771)	169	-	-	-
Ambientais	3.472	-	3.472	2.089	-	2.089
Ações diversas	15.389	(1.030)	14.359	10.745	(1.143)	9.602
	<u>67.030</u>	<u>(19.073)</u>	<u>47.957</u>	<u>52.694</u>	<u>(1.634)</u>	<u>51.060</u>
Trabalhistas	<u>21.399</u>	<u>(10.918)</u>	<u>10.481</u>	<u>20.018</u>	<u>(17.533)</u>	<u>2.485</u>
	<u>132.939</u>	<u>(46.927)</u>	<u>86.012</u>	<u>112.641</u>	<u>(34.265)</u>	<u>78.376</u>
Classificação no Balanço						
Circulante			10.262			10.336
Não circulante			<u>75.750</u>			<u>68.040</u>
			<u>86.012</u>			<u>78.376</u>

Contingências tributárias

Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

Do valor acima, R\$ 15.054 referem-se a auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB), em decorrência da Companhia ter compensado Base de Cálculo Negativa de competências de 1989 e 1990 na apuração da CSLL, na Declaração de Rendimentos da Pessoa Jurídica dos exercícios de 1996 e 1997. De acordo com a ementa do referido auto, a compensação de base de cálculo negativa de CSLL só tem amparo legal a partir de 01.01.1992. A Companhia entende que as instruções normativas que proibiram a utilização de Bases Negativas de exercícios anteriores são ilegais, uma vez que não há restrição a tal compensação na Lei.

Não obstante, a autuação referente ao exercício de 1996 foi julgada desfavoravelmente à Companhia, pelo Conselho de Contribuintes, com a respectiva baixa pela Delegacia da Receita Federal do Brasil em 26.01.2009. Consequentemente, a provisão no valor de R\$ 8.243 (R\$ 7.349 em 31.12.2007), bem como os depósitos vinculados ao processo, serão baixados no 1º trimestre de 2009.

Em relação à autuação do exercício de 1997, em 03.02.2009 a Câmara Superior de Recursos Fiscais declarou inexistente o crédito tributário, cancelando de forma definitiva o seu lançamento, em virtude da decadência do direito de constituição do crédito tributário pela RFB. A provisão no valor de R\$ 6.811 (R\$ 6.072 em 31.12.2007), será revertida no 1º trimestre de 2009 e o respectivo depósito será resgatado após liberação da Delegacia da Receita Federal do Brasil.

Os R\$ 98 restantes se referem a multas moratórias não recolhidas em pagamento de CSLL, com amparo no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN), referente à denúncia espontânea.

Instituto Nacional do Seguro Social (INSS)

As principais contingências relativas ao INSS são as seguintes:

A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho (SAT) nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tenha direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. O Conselho de Recursos da Previdência Social, diante dos argumentos de defesa apresentados pela Companhia, decidiu converter o julgamento em diligência para a realização de perícia. O valor provisionado em 31.12.2008 é de R\$ 18.111 (R\$ 16.146 em 31.12.2007).

A Companhia também possui notificação do INSS em função de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a funcionários. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, alegando que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a NFLD e o INSS foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. Esta ação judicial encontra-se em grau de recurso no Tribunal Regional Federal (TRF) devido à apelação cível interposta pelo INSS. A provisão em 31.12.2008 é de R\$ 8.308 (R\$ 7.406 em 31.12.2007).

Contingências cíveis

Contratos com fornecedores

A principal contingência refere-se, basicamente, à ação ordinária de indenização ajuizada pela Companhia de Interconexão Energética (CIEN), a qual requer o reconhecimento do direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como à rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual pela Tractebel Energia. Após a apresentação das contestações pela Companhia, o processo se encontra suspenso, a pedido da CIEN, desde 23.04.2007. O valor provisionado em 31.12.2008 é de R\$ 15.045 (R\$ 13.490 em 31.12.2007).



Doença ocupacional e acidente do trabalho

Correspondem a ações ajuizadas por ex-empregados, cujo objeto versa, principalmente, sobre lesão por esforço repetitivo e eventual dano da capacidade auditiva.

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Refere-se à ação ajuizada pela PPESA, controlada integral da Energia América do Sul Ltda, visando reduzir o valor a recolher da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de forma a pagar o valor equivalente ao cobrado à UHE Itiquira. De junho de 2006 a janeiro de 2007, a PPESA passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar e depositar judicialmente a diferença entre o valor cobrado e o pago. A partir de fevereiro de 2007, a Empresa substituiu os depósitos judiciais por uma carta de fiança bancária.

Ambientais

A Companhia tem provisionado o valor de R\$ 3.472 relativo a quatro processos ambientais onde os principais objetos versam sobre reflorestamento de áreas de preservação permanente (APP) e danos causados pela construção da UHE Cana Brava. Todas as ações estão na fase de contestação.

Ações diversas

Decorrem, principalmente, de ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Contingências trabalhistas

Referem-se a ações trabalhistas em andamento movidas por ex-empregados, sindicato e por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, aos pedidos de vínculo empregatício e de reintegração. As demais ações trabalhistas estão relacionadas à cobrança de adicional de periculosidade, horas extras, equiparação salarial, horas *in itinere* e FGTS.

b) Movimentação

	Controladora			
	Tributárias	Cíveis	Trabalhistas	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2006	35.697	39.037	23.990	98.724
Adições	-	5.337	1.521	6.858
Atualizações	4.232	3.680	1.742	9.654
Pagamentos	-	(355)	(6.801)	(7.156)
Reversões	-	(1.141)	(434)	(1.575)
Saldo em 31.12.2007	39.929	46.558	20.018	106.505
Adições	-	2.576	7.110	9.686
Atualizações	4.850	6.785	3.016	14.651
Pagamentos	-	(1.123)	(7.645)	(8.768)
Reversões	(269)	(13.161)	(1.100)	(14.530)
Incorporação de controlada	-	3.245	-	3.245
Saldo em 31.12.2008	44.510	44.880	21.399	110.789

Consolidado				
	Tributárias	Cíveis	Trabalhistas	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2006	35.697	42.491	23.990	102.178
Adições	-	7.857	1.521	9.378
Atualizações	4.232	4.118	1.742	10.092
Pagamentos	-	(362)	(6.801)	(7.163)
Reversões	-	(1.410)	(434)	(1.844)
Saldo em 31.12.2007	39.929	52.694	20.018	112.641
Adições	-	7.232	7.110	14.342
Adição - Aquisição da PPESA	-	13.803	-	13.803
Atualizações	4.850	7.914	3.016	15.780
Pagamentos	-	(1.123)	(7.645)	(8.768)
Reversões	(269)	(13.490)	(1.100)	(14.859)
Saldo em 31.12.2008	44.510	67.030	21.399	132.939

c) Contingências de risco possível ou remoto

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com processos de naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram provisionadas, sendo apenas evidenciadas nas notas explicativas. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

Controladora					
	2008			2007	
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido
Tributárias	359.909	28.165	388.074	(154.387)	233.687
Cíveis	26.459	10.600	37.059	(4.021)	33.038
Trabalhistas	11.962	11.774	23.736	(1.498)	22.238
	398.330	50.539	448.869	(159.906)	288.963

Consolidado					
	2008			2007	
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido
Tributárias	360.004	28.165	388.169	(154.482)	233.687
Cíveis	41.431	11.356	52.787	(5.025)	47.762
Trabalhistas	11.962	11.774	23.736	(1.498)	22.238
	413.397	51.295	464.692	(161.005)	303.687

A Companhia possui depósitos judiciais que estão vinculados a provisões de risco possível e remoto que, na sua maioria, são exigidos para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal. Estes valores são atualizados monetariamente e estão apresentados no ativo não circulante.

Contingências tributárias

Os principais objetos relativos às contingências tributárias de risco possível são os seguintes:

PIS e COFINS

A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, 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 nº 10.833/2003. A Companhia entende que a aceção 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 referida Instrução Normativa ilegal.

Em consequência, a Companhia recolheu 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, no período de novembro de 2004 a maio de 2005, no valor de R\$ 41.692, atualizado até 31.12.2008. No período de junho de 2005 a outubro de 2006, depositou os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação, no montante de R\$ 130.759, atualizado até 31.12.2008.

Em virtude de previsão de decisão favorável do TRF da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em novembro de 2006. Em 11.04.2007, o TRF concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade das Instruções Normativas n.ºs 468 e 658, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que diz respeito à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Companhia.

Em 06.07.2007, a Companhia recebeu Auto de Infração Fiscal por não ter recolhido ou depositado, nem informado em Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais (DCITF), os valores do PIS e da COFINS relativos aos meses de novembro e dezembro de 2006. O não recolhimento ou depósito dos valores, muito embora questionados judicialmente, não teria amparo jurídico segundo o entendimento da Delegacia da Receita Federal. Em 07.08.2007, a Companhia impugnou o Auto de Infração alegando que são indevidos os valores sob os mesmos fundamentos jurídicos sustentados no Mandado de Segurança impetrado em julho de 2005.

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 contingência atualizada, em 31.12.2008, na controladora e no consolidado, é de R\$ 294.315, R\$ 163.556, líquida dos depósitos judiciais acima mencionados (R\$ 93.146, em 31.12.2007).

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

As principais autuações avaliadas como possível decorre de Autos de Infração lavrados pela Delegacia da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter efetuado compensações de débitos de imposto de renda e contribuição social, em denúncia espontânea, através do Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação (PER/DCOMP), sem a incidência de multas. Desta forma, a Receita Federal homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se pode cogitar que a administração tributária possa impetrar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através de denúncia espontânea. O montante atualizado da autuação, em 31.12.2008, na controladora e no consolidado, é de R\$ 39.654 (R\$ 32.917 em 31.12.2007);

INSS

As principais notificações classificadas como possíveis, são as que seguem:

- Auto de infração referente a notificações de cobrança de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias. A Companhia foi absolvida parcialmente na esfera administrativa e ingressou com medida judicial, tendo obtido êxito em primeiro grau. Atualmente, aguarda julgamento de apelação do INSS. O valor atualizado da autuação, em 31.12.2008, é de R\$ 3.186 (R\$ 2.841 em 31.12.2007).
- Notificações fiscais decorrentes da aplicação de suposta solidariedade e transferência de responsabilidade, da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL) para a Tractebel Energia, em questionamentos relativos à incidência de encargos previdenciários sobre serviços de mão de obra prestados por empresas terceirizadas, até a data de cisão da ELETROSUL, e consequente constituição da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (GERSUL), atualmente Tractebel Energia. Em 2008, o Conselho de Contribuintes reconheceu a decadência das contribuições para determinados autos, tendo a Companhia efetuado a baixa dos respectivos processos. Outros autos com o mesmo objeto ainda estão pendentes de julgamento por parte deste Conselho. Em 31.12.2008, o valor atualizado da notificação é de R\$ 1.627 (R\$ 3.639 em 31.12.2007).

Contingências cíveis

As ações cíveis, de risco possível, correspondem, basicamente, a ações de desapropriações e indenizações impetradas por pessoas físicas e jurídicas que alegam terem sido afetadas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

A PPESA é parte em auto de infração, na esfera administrativa, lavrado pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (IBAMA), no valor de R\$ 10.800, referente a supostos danos ambientais causados pela Empresa. A PPESA apresentou defesa administrativa que se encontra em análise pelo referido Instituto.

Contingências trabalhistas

As contingências trabalhistas, de risco possível, referem-se, principalmente, a ações movidas por ex-empregados requerendo o vínculo empregatício, a reintegração e a complementação de aposentadoria.

20 – CONCESSÕES A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007
UIHE Cana Brava	287.655	-	287.655	235.827
UIHE Ponte de Pedra	-	-	271.371	-
	<u>287.655</u>	<u>-</u>	<u>559.026</u>	<u>235.827</u>
Classificação no Balanço				
Circulante (*)	1.873	-	2.343	1.639
Não circulante	<u>285.782</u>	<u>-</u>	<u>556.683</u>	<u>234.188</u>
	<u>287.655</u>	<u>-</u>	<u>559.026</u>	<u>235.827</u>

(*) Incluído no grupo "Outros".

A Companhia tem a obrigação de pagar à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava e Ponte de Pedra, 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 IGP-M. Os valores históricos e atualizados, em 31.12.2008, são os seguintes:

UIHE Cana Brava

Ano	Valor Histórico		Valor Atualizado	
	Anual	Total	Anual	Total
De 01.01.2009 a 30.07.2023	680	9.917	1.873	27.322
De 01.08.2023 a 30.07.2033	61.280	<u>612.800</u>	168.833	<u>1.688.332</u>
		<u>622.717</u>		<u>1.715.654</u>

UIHE Ponte de Pedra

Ano	Valor Histórico		Valor Atualizado	
	Anual	Total	Anual	Total
De 01.01.2009 a 30.09.2019	200	2.150	485	5.214
De 01.10.2019 a 31.09.2020	16.200	16.200	39.688	39.688
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	<u>435.526</u>	76.215	<u>1.067.010</u>
		<u>453.876</u>		<u>1.111.912</u>

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, o valor da concessão foi registrado no ativo em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a. para a UHE Cana Brava, prevista no Edital de Concorrência para a licitação da referida concessão, e de 8,28% a.a. para a UHE Ponte de Pedra, taxa de mercado na data da aquisição da empresa. Até a entrada em operação comercial das Usinas, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

a) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2006	-	-	-	1.559	201.546	203.105
Transferências	-	-	-	1.660	(1.660)	-
Encargos gerados	-	-	-	-	20.187	20.187
Variações monetárias	-	-	-	-	14.115	14.115
Amortizações	-	-	-	(1.580)	-	(1.580)
Saldo em 31.12.2007	-	-	-	1.639	234.188	235.827
Aquisição PPI/SA	-	-	-	462	241.277	241.739
Incorporação da CEM	1.670	244.614	246.284	-	-	-
Transferências	1.617	(1.617)	-	2.153	(2.153)	-
Encargos gerados	-	20.305	20.305	-	37.854	37.854
Variações monetárias	-	22.480	22.480	-	45.517	45.517
Amortizações	(1.414)	-	(1.414)	(1.911)	-	(1.911)
Saldo em 31.12.2008	<u>1.873</u>	<u>285.782</u>	<u>287.655</u>	<u>2.343</u>	<u>556.683</u>	<u>559.026</u>

b) Vencimentos da concessão a pagar apresentada no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2010	1.873	2.307
2011	1.873	2.273
2012	1.873	2.243
2013	1.873	2.214
2014	1.873	2.188
Após 2015	<u>276.417</u>	<u>545.458</u>
	<u>285.782</u>	<u>556.683</u>

21 – 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 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 pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras Companhias pertencentes ao Grupo GDF-Suez.

Os Planos de Benefícios administrados pela PREVIG são dos tipos Benefício Definido e Contribuição Definida. O Plano de Benefício Definido encontra-se fechado para novas inscrições de empregados.

a.1) Plano de Benefício Definido

O Plano de Benefício Definido tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e os auxílios.

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.

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de Benefício Definido era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), patrocinado pela Companhia e pela ELETROSUL, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar (SPC) 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 citada rescisão, face liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da ELETROSUL, os 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, permaneceram no Plano de Benefícios administrado pela ELOS, sob a responsabilidade da Companhia, que paga 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da ELETROSUL). As despesas são limitadas em 15% das respectivas receitas previdenciais da ELOS vinculadas a essa massa de participantes e o valor de responsabilidade da Companhia, no ano de 2008, foi de R\$ 1.770 (R\$ 1.558 em 2007).

A Companhia, no dia 15.05.2007, celebrou acordos com a ELOS, ELETROSUL, PREVIG e Associação de Aposentados da ELETROSUL visando o restabelecimento da adesão com a ELOS, permitindo aos participantes optarem em permanecer naquela Fundação ou transferir-se para a PREVIG. Em ambas as opções tendo a Companhia como patrocinadora do Plano. Em janeiro de 2008 ocorreu a efetivação da transferência de 29 participantes que optaram pela migração para a PREVIG.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG vinculadas a esse Plano de Benefícios, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2008 foi de R\$ 1.273 (R\$ 966 em 2007).

As premissas atuariais e hipóteses utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Premissas

	2008 e 2007
Taxa de desconto (a.a.)	10,25%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)	10,50%
Crescimento salarial futuro do participante ativo e autopatrocinado (a.a.)	5,00%
Crescimento dos benefícios da previdência social e do Plano patrocinado pela Cia (a.a.)	5,00%
Inflação	5,00%
Fator de capacidade (Salários e Benefícios)	100%

Hipóteses

	2008 e 2007
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 <i>Disabled</i>
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 <i>Disability Class 1</i>
Tábua de Rotatividade	T-1 <i>Service Table</i>
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

	2008 e 2007
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%

O demonstrativo do passivo atuarial decorrente de benefícios pós-emprego reconhecido no balanço patrimonial da Companhia é o seguinte:

	Controladora e Consolidado					
	2008			2007		
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.307.226	-	1.307.226	1.249.541	-	1.249.541
Valor justo dos ativos	(808.818)	-	(808.818)	(796.910)	-	(796.910)
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.737	1.737	-	1.632	1.632
Subtotal	498.408	1.737	500.145	452.631	1.632	454.263
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(155.690)	(1.013)	(156.703)	(124.867)	(613)	(125.480)
Passivo reconhecido no balanço	342.718	724	343.442	327.764	1.019	328.783
Classificação no balanço						
Circulante			21.642			18.450
Não circulante			321.800			310.333
			343.442			328.783

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de aproximadamente 7,73 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está coberto por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as Fundações. A composição do passivo nas demonstrações contábeis é a seguinte:

	Controladora e Consolidado			
	31.12.2008		31.12.2007	
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	17.756	112.861	130.617	137.898
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	1.912	2.226	4.138	4.764
Passivo atuarial não contratado	1.974	206.713	208.687	186.121
Passivo atuarial registrado	21.642	321.800	343.442	328.783

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e sobre as mesmas incidem juros de 6% a.a. A expectativa de realização dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é a seguinte:

	ELOS	PREVIG	Total
2010	16.571	2.069	18.640
2011	15.121	2.045	17.166
2012	12.499	2.091	14.590
2013	13.268	2.217	15.485
2014	14.084	1.755	15.839
2015 em diante	16.131	15.010	31.141
	87.674	25.187	112.861

A movimentação dos benefícios pós-emprego está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2006	313.173	921	314.094
Despesas do exercício de 2007	45.445	262	45.707
Contribuições	(30.854)	-	(30.854)
Benefícios pagos	-	(164)	(164)
Passivo em 31.12.2007	327.764	1.019	328.783
Despesas do exercício de 2008	45.120	230	45.350
Contribuições	(30.166)	-	(30.166)
Benefícios pagos	-	(525)	(525)
Passivo em 31.12.2008	342.718	724	343.442

Os valores a serem reconhecidos no resultado, de janeiro a dezembro de 2009, relativamente ao plano de Benefícios Definidos e Gratificação de Confidencialidade, são os seguintes:

	Plano de aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	594	55	649
Custo dos juros	129.318	146	129.464
Rendimento esperado dos ativos do plano	(81.667)	-	(81.667)
Amortização de perdas atuariais	23.923	75	23.998
Contribuição dos empregados	(185)	-	(185)
	<u>71.983</u>	<u>276</u>	<u>72.259</u>

a.2) Plano de Contribuição Definida

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG passou a administrar o plano tipo Contribuição Definida, encerrando o plano inicial para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela SPC.

No plano de Contribuição Definida, do qual fazem parte 93% dos empregados da Companhia (872 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

22 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Na controladora refere-se ao IR e CSLL, calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R\$ 107.456, 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 em Despacho da ANEEL, 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. O consolidado, em 31.12.2008, inclui um montante adicional de R\$ 1.600.

23 – 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. 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.

b) Capital social subscrito e integralizado

A Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&F BOVESPA S.A.).

O capital social da Companhia, em 31.12.2008, é de R\$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de dezembro de 2008, é de R\$ 4,86 (R\$ 4,32 por ação em 31.12.2007).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

Acionistas	% do Capital	
	2008	2007
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	68,71	68,71
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. (BNDESPAR)	2,13	2,80
União Federal	1,90	1,90
Outros	17,26	16,59
	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

c) Composição das reservas

	2008	2007
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	<u>91.695</u>	<u>91.695</u>
Reservas de Lucros		
Reserva legal	305.254	249.496
Reserva de retenção de lucros	<u>328.073</u>	<u>29.896</u>
	<u>633.327</u>	<u>279.392</u>

A Administração da Companhia, com base em orçamento de capital a ser submetido à Assembleia Geral Ordinária, está propondo a constituição de reserva de retenção de lucros no valor de R\$ 303.096, sem prejuízo à distribuição de dividendos, para serem investidos no pagamento de projetos adquiridos de geração de energia.

24 – DIVIDENDOS

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 13.08.2008, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2008, no valor de R\$ 580.299, correspondentes a R\$ 0,8890167318 por ação, os quais foram pagos em 27.10.2008.

Em 07.11.2008 o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio, no valor de R\$ 176.000, correspondentes a R\$ 0,2696317201 por ação, com base na posição acionária de 18.11.2008 e com data de pagamento a ser definida pela Diretoria da Companhia.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, estão sendo imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2008.

Os juros sobre o capital próprio foram registrados em despesas financeiras e revertidos nessa mesma rubrica, não 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.

A política de dividendos da Tractebel Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina intenção de pagar em cada ano calendário dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido, ajustado em distribuições semestrais.

	2008	2007
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	1.115.153	1.045.627
Constituição da reserva legal (5%)	(55.758)	(52.282)
Base de cálculo	<u>1.059.395</u>	<u>993.345</u>
Dividendos mínimos obrigatórios (30%)	<u>317.819</u>	<u>298.004</u>
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	151.402	151.301
Dividendos intercalares	580.299	360.066
Dividendos adicionais propostos	-	<u>457.279</u>
Subtotal	<u>731.701</u>	<u>968.646</u>
IRRF dos juros sobre o capital próprio	<u>24.598</u>	<u>24.699</u>
Total	<u>756.299</u>	<u>993.345</u>
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por ação ordinária (em R\$ 1,00):	1,1586484519	1,5218031188

A destinação do lucro líquido do exercício foi refletida nas demonstrações contábeis no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária.

25 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					2007
	2008					
	Custos		Despesas		Total	
	Produção de Energia	Serviços Prestados	Com Vendas	Gerais e Administrativas		
Pessoal	98.644	8.242	7.785	42.847	157.518	141.410
Administradores	-	-	-	10.513	10.513	10.878
Material	18.640	190	28	2.184	21.042	21.271
Serviço de terceiro	51.988	2.048	1.073	43.044	98.153	75.045
Combustível p/ produção de energia	92.456	-	-	-	92.456	118.684
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	80.442	-	-	-	80.442	71.127
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	205.160	-	205.160	169.161
Depreciação e amortização	203.067	-	2	5.306	208.375	176.521
Seguros	7.349	350	-	207	7.906	6.798
Contribuições setoriais	-	-	2.349	165	2.514	2.196
Taxa de fiscalização	-	-	-	7.783	7.783	6.782
Contribuições e doações	363	106	-	8.979	9.448	7.181
Outros	5.974	141	230	24.489	30.834	22.902
	<u>558.923</u>	<u>11.077</u>	<u>216.627</u>	<u>145.517</u>	<u>932.144</u>	<u>829.956</u>

	Consolidado					2007
	2008					
	Custos		Despesas		Total	
	Produção de Energia	Serviços Prestados	Com Vendas	Gerais e Administrativas		
Pessoal	101.784	8.242	7.785	43.520	161.331	142.319
Administradores	-	-	-	11.336	11.336	12.356
Material	20.283	190	28	2.232	22.733	23.300
Serviço de terceiro	62.317	2.048	1.287	45.565	111.217	87.539
Combustível p/ produção de energia	103.968	-	-	-	103.968	126.960
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	93.551	-	-	-	93.551	89.756
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	235.556	-	235.556	205.762
Depreciação e amortização	253.420	-	2	12.961	266.383	235.866
Seguros	8.602	350	-	207	9.159	7.924
Contribuições setoriais	-	-	3.265	174	3.439	3.008
Taxa de fiscalização	-	-	-	8.778	8.778	8.117
Contribuições e doações	603	106	-	12.656	13.365	7.785
Outros	6.420	141	2.160	24.890	33.611	23.392
	<u>650.948</u>	<u>11.077</u>	<u>250.083</u>	<u>162.319</u>	<u>1.074.427</u>	<u>974.084</u>

26 – REVERSÃO (CONSTITUIÇÃO) DE PROVISÕES OPERACIONAIS, LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Benefícios pós-emprego	1.876	818	1.876	818
Contingências cíveis	3.717	(4.644)	(627)	(6.746)
Contingências tributárias	212	1.213	212	1.213
Contingências trabalhistas	(2.411)	1.653	(2.411)	1.653
Outras	-	702	1.430	833
	3.394	(258)	480	(2.229)

27 – RECUPERAÇÃO DE PIS e COFINS

A Companhia reconheceu no primeiro trimestre de 2008, receita não recorrente de R\$ 76.431, relativa principalmente à recuperação de PIS e COFINS pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fósseis adquiridos com recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, de acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, deixaram de ser reconhecidos como receita e passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica, a partir de novembro de 2005.

28 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	65.315	44.591	76.839	60.358
Juros sobre valores a receber	9.964	10.943	10.731	11.175
Variação monetária sobre depósitos judiciais	19.081	14.421	19.518	16.621
Variação monetária sobre contas a receber e outras	7.802	5.756	7.823	5.756
Outras	<u>7.933</u>	<u>6.314</u>	<u>8.225</u>	<u>6.692</u>
	<u>110.095</u>	<u>82.025</u>	<u>123.136</u>	<u>100.602</u>
Despesas financeiras				
Encargos de empréstimos, financiamentos e debêntures	119.632	82.539	169.171	124.841
Encargos sobre concessão ANEEL	20.305	-	37.854	20.187
Encargos sobre passivo atuarial	43.341	44.206	43.341	44.206
Encargos sobre tributos e contribuições sociais	2.623	2.856	3.254	4.906
Variação monetária sobre financiamentos e debêntures	36.305	18.058	41.027	22.103
Variação monetária sobre Concessão ANEEL	22.480	-	45.517	14.115
Variação monetária outras	9.605	3.665	10.905	3.966
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	80.243	(54.532)	80.243	(54.532)
Perdas com operações de <i>swaps</i> cambiais	-	21.551	-	21.551
CPMF	324	14.483	517	19.947
Outras	<u>13.176</u>	<u>11.701</u>	<u>15.557</u>	<u>13.965</u>
	<u>348.034</u>	<u>144.527</u>	<u>447.386</u>	<u>235.255</u>
Despesas financeiras, líquidas	<u>237.939</u>	<u>62.502</u>	<u>324.250</u>	<u>134.653</u>

29 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia e suas controladas, têm 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. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer *hedge* contra esses riscos, porém os mesmos 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 também não pratica aplicações de caráter especulativo em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são os seguintes:

Riscos relacionados às aplicações financeiras

A Companhia adota uma política conservadora de aplicação dos recursos, sendo que a maior parte destes são alocados em títulos públicos federais ou operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais. Parte minoritária dos recursos é alocada em títulos privados de bancos de primeira linha, com *rating* superior a AA+(bra) atribuído por agências de classificação de risco internacionais, indexados ao CDI e com liquidez diária.

Exposição ao risco cambial

A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa, no montante de R\$ 338.598, em 31.12.2008, corresponde a 11,1% da dívida da Companhia, dos quais 7,0% ao dólar e 4,1% ao euro, sendo que os vencimentos da dívida estão distribuídos no longo prazo, com concentrações em 2015 e 2024. Tendo em vista que o efeito decorrente do vencimento do endividamento é mínimo no curto e médio prazo e, devido à impossibilidade de fazer um *hedge* eficiente de balanço em função da inexistência de uma curva *forward* de longo prazo, a Companhia não detinha em 31.12.2008 nenhum instrumento de derivativos para proteção do seu passivo. Maiores detalhes sobre a composição da dívida em moeda externa podem ser observados na Nota 15.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da LIBOR, EURIBOR, TJLP, taxa DI, UMBNDES, IGP-M e IPCA. A composição da dívida por taxa de juros e índice é como segue:

Taxa de juros e índices flutuantes	Valor	%
TJLP	1.364.426	47,64
CDI	550.155	19,21
IPCA	398.021	13,90
IGP-M	201.648	7,04
LIBOR	208.169	7,27
EURIBOR	130.429	4,55
UMBNDES	11.236	0,39
	2.864.084	100,00

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo 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.

Nas transações de venda para clientes industriais, os chamados Consumidores Livres, para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais, a Companhia, através de sua área de crédito, procede a uma análise de crédito prévia e estabelece, em conjunto com o Comitê de Crédito, o 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 4, 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.

a.3) Riscos Hidrológicos

De acordo com os dados do ONS, em 31.12.2008, a maior parte do suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) era gerado por Usinas Hidrelétricas (UHE). Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo as UHE da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. Em 31.12.2008 a geração hidrelétrica representava aproximadamente 80% da Capacidade Instalada total das usinas da Companhia, o que equivale a 4.932 MW. 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 os resultados financeiros futuros da Companhia.

a.4) Riscos Ambientais

As atividades do setor de energia podem causar 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 consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. Os Riscos Ambientais são mitigados pela Companhia através de sua política de meio ambiente focada no desenvolvimento sustentável de seu negócio.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos, financiamentos e debêntures foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude destes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos diferenciados 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.

	Controladora			
	2008		2007	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	338.598	358.279	299.197	322.316
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	577.284	579.271	117.360	116.564
Debêntures	683.095	572.924	592.440	483.202
	1.598.977	1.510.474	1.008.997	922.082

	Consolidado			
	2008		2007	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	338.598	358.279	299.197	322.316
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	1.913.640	1.921.091	792.558	721.916
Debêntures	726.335	616.164	721.479	601.958
	2.978.573	2.895.534	1.813.234	1.646.190

A Companhia não possui instrumentos financeiros derivativos. Em decorrência do histórico de volatilidade do Real diante das moedas estrangeiras, segue demonstrada uma análise de sensibilidade da dívida em moeda externa da Companhia, considerando um cenário básico projetado para 31.12.2009 e outros dois levando-se em conta uma desvalorização do Real de 25% e 50% em relação ao cenário base. A projeção dos efeitos decorrentes da aplicação destes cenários no resultado financeiro da Companhia no exercício de 2009 seriam os seguintes:

	Valor contábil	Cenário Projetado	Cenário I Variação de 25%	Cenário II variação de 50%
STN	203.639	(2.105)	47.968	98.290
BNP Paribas	130.429	(9.540)	20.617	50.826
Deutsche Bank	4.530	(52)	1.068	2.188
	338.598	(11.997)	69.653	151.304

30 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas, conforme a seguir especificados:

ITASA

Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios e 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, reajustados anualmente pelo IGP-M e pela variação do Dólar acrescido da inflação norte americana, respectivamente.

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE ITÁ, celebrado pela Companhia, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Lages Bioenergética Ltda.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, 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 31.03.2017.

Contrato 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 Operação e Manutenção da Unidade de Cogeração Lages, 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 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 anualmente pela variação do IGP-M.

Contratos de Compra e Venda de Energia com o objetivo de fornecer energia para que a TBI.C cumpra com os seus contratos de venda de energia, com as seguintes características:

- a) 150 MW médios mensais com vigência entre 01.03.2008 e 01.03.2015
- b) 190 MW médios mensais com vigência entre 01.01.2009 e 31.12.2016
- c) 540 MW médios mensais com vigência entre 01.01.2009 e 31.12.2009

Companhia Energética São Salvador

Contrato 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 anualmente pela variação do IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA), com término na data-fim do financiamento (15.10.2023), 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 do IGP-M.

Contrato de Mútuo assinado em 18.12.2008, com a finalidade de financiar o capital de giro para o cumprimento de obrigações com fornecedores para conclusão da UHE São Salvador, cujo saldo em 31.12.2008 é de R\$ 8.700.

Suez-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

Em 17.04.2007, a Companhia celebrou contrato com a Suez-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 Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 17.04.2007, tendo o acionista controlador renunciado ao seu 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 Assembleia convocada para este fim, conforme ocorreu na AGIL do dia 08.04.2008. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de 1.500.000 EUROS, devendo os serviços executados e respectivos honorários ser submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	2008									2007	
	GDF SELA (R)	ITASA	LAGES	TBLC (R)	CESS	SUEZ ENERGY BRASIL	SUEZ (R)	LEME (R)	SESA BidCO Ltd.	Total	Total
Ativo											
Contas a receber	52	2.244	640	99.528	43	6	4	-	-	102.517	56.051
Dividendos	-	4.071	4.929	-	-	-	-	-	-	9.000	91.006
Mútuo	-	-	-	-	9.966	-	-	-	-	9.966	-
Passivo											
Fornecedores	-	10.811	-	53	-	145	-	526	-	11.535	49.712
Dividendos / JCP (*)	102.793	-	-	-	-	-	-	-	-	102.793	365.602
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	194.356	194.356	-
Outras	-	524	-	-	-	137	-	-	-	661	-

(*) Juros sobre o capital próprio.

	2008									2007	
	CEM	ITASA	LAGES	TRIC (b)	DELTA	EAS	CESS	GAMA	SUEZ (c)	Total	Total
Resultado											
Receita de Suprimento de Energia	-	-	4.561	408.616	-	-	-	-	-	413.177	329.394
Receita de Serviços											
Administração	121	-	115	27	-	-	422	-	-	685	1.203
Operação e manutenção	304	11.013	1.565	-	-	-	-	-	-	12.882	13.441
Custo de Energia Elétrica											
Compra energia	46.652	119.727	-	-	-	-	-	-	-	166.379	393.153
Outros	-	-	-	10.654	-	-	-	-	-	10.654	31
Despesas Gerais e Administrativas	-	-	-	-	-	-	-	-	5.389	5.389	2.540
Receita financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Participações Societárias	11.122	17.140	7.187	27.599	(68)	(6.445)	(185)	(1.652)	-	54.698	179.091

(a) GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda

(b) Tractebel Energia Comercializadora

(c) Suez Tractebel S.A.

(d) Lame Engenharia Ltda

Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração, os encargos e os benefícios relacionados às pessoas chaves da Administração estão apresentadas a seguir. O único benefício de longo prazo é o de aposentadoria (pós-emprego).

	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Honorários e benefícios de curto prazo	5.911	5.706	6.595	6.803
Encargos sociais	1.731	1.802	1.870	2.009
Bônus dos Administradores e encargos	2.284	2.767	2.284	2.910
Benefícios pós-emprego	587	603	587	634
	10.513	10.878	11.336	12.356

31 – GARANTIAS A TERCEIROS

ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida, BNDES e outros agentes financiadores, 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 31.12.2008 é de R\$ 172.731 (R\$ 209.041 em 31.12.2007).

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Lages e o BRDE, 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 31.12.2008 totaliza R\$ 25.117 (R\$ 31.877 em 31.12.2007).

CESS

A Companhia é interveniente nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financiadores, vinculados à construção da UHE São Salvador. A interveniente cedeu, em caução, a totalidade das ações de emissão da CESS, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2008 é de R\$ 612.678 (R\$ 407.210 em 31.12.2007).

PPESA

A Energia América do Sul Ltda, controlada integral da Companhia e controladora da PPESA, é interveniente nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financiadores, vinculados à construção da UHE Ponte de Pedra. A interveniente deu, em caução, a totalidade das ações de emissão da PPESA, de sua propriedade e os direitos emergentes da concessão e do contrato de compra e venda de energia elétrica com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2008 é de R\$ 270.043.

Empresas recentemente adquiridas

A Companhia será interveniente dos contratos de financiamento das empresas recentemente adquiridas Tupan, Hidropower, Beberibe, Pedra do Sal e Arcia Branca a medida em que as trocas das garantias forem sendo efetivadas.

32 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US\$ 5.247.606, equivalentes a R\$ 12.263.655 em 31.12.2008, e de lucro cessante de curto prazo com valor declarado de US\$ 331.994, equivalentes a R\$ 775.870 em 31.12.2008 e de lucro cessante de longo prazo com valor declarado de US\$ 196.846, equivalentes a R\$ 460.029 em 31.12.2008. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US\$ 250.000, equivalentes a R\$ 584.250 em 31.12.2008, por evento.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US\$ 50.000, equivalentes a R\$ 116.850 em 31.12.2008. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

Os seguros contratados relativos às controladas, em 31.12.2008, têm as seguintes principais características:

Iages: seguro de riscos operacionais com cobertura de US\$ 44.481 equivalentes a R\$ 103.952 em 31.12.2008, e de responsabilidade civil com cobertura de US\$ 50.000, equivalentes a R\$ 116.850 em 31.12.2008.

CESS: seguros de riscos de engenharia com cobertura de manutenção ampla de 12 meses, com limite máximo de indenização de R\$ 701.880, e de responsabilidade civil com coberturas de R\$ 22.200 para cada uma das duas apólices.

Ponte de Pedra: seguro de riscos operacionais com cobertura de US\$ 193.600 equivalentes a R\$ 452.443 em 31.12.2008, e de responsabilidade civil com coberturas de R\$ 5.325, para cada uma das duas apólices.

Tupan e Hidropower: seguros de riscos operacionais com valor para danos materiais de R\$ 65.000 e de lucro cessante de longo prazo com valor de R\$ 8.000, para cada uma das empresas.

Beberibe, Pedra do Sal e Arcia Branca: seguro de risco de engenharia com cobertura de até R\$ 114.000, R\$ 67.183, R\$ 63.799, respectivamente, e de responsabilidade civil com valor de R\$ 10.000, R\$ 6.718 e R\$ 2.000, respectivamente.

Além destes seguros estratégicos, a Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, diretores e administradores, extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

33 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

A Companhia mantém Contrato de Conexão com a ELETROSUL e com a Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS), com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Companhia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

Em relação as empresas adquiridas no ano de 2008, os Contratos de Uso de Conexão são os seguintes:

- PPESA: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE)
- Tupan e Hidropower: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT)
- Eólica Beberibe: Companhia Energética do Ceará (COELCE)
- Eólica Pedra do Sal: Companhia Energética do Piauí (CEPISA)

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Para o Uso do Sistema de Transmissão e da Rede Básica, a Companhia mantém contratos com o ONS, e para usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos Contratos de Uso da Distribuição, conforme abaixo mencionado:

- UTE Willian Arjona: Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. (ENERSUL)
- UTE Alegrete: AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (AES Sul)
- UTE Jorge Lacerda A : Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC)
- PPESA: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE)
- Tupan e Hidropower: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT)
- Beberibe: Companhia Energética do Ceará (COELCE)
- Pedra do Sal: Companhia Energética do Piauí (CEPISA)

Os contratos, em sua grande maioria, têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro.

c) Contratos Bilaterais de Compra e Venda de Energia Elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com os seguintes níveis de contratação:

Ano	MW médios ^(*)				
	Recursos Próprios	Compras para revenda	Disponibilidade total	Disponibilidade Contratada	% Contratados
2009	3.311	387	3.698	3.653	98,8%
2010	3.393	622	4.015	3.917	97,6%
2011	3.580	289	3.869	3.448	89,1%
2012	3.617	177	3.794	3.446	90,8%
2013	3.617	278	3.895	3.273	84,0%
2014	3.617	249	3.866	2.791	72,2%

(*) As informações de MW médio não são revisadas pelos auditores independentes.

A receita operacional bruta da Companhia, em 31.12.2008, composta por natureza de clientes, é a seguinte:

	Valor	%
Distribuidoras	1.763.889	46,01
Consumidores livres	1.059.455	27,63
Comercializadoras	659.986	17,21
CCEE	295.972	7,72
Exportação	34.394	0,90
Outras	20.421	0,53
	3.834.117	100,00

Os clientes que, em 31.12.2008, participavam em percentual superior a 5% na receita operacional bruta da Companhia foram a CELESC, a Rio Grande Energia S.A., a CPFL Comercialização Brasil S.A. e a Companhia Paulista de Força e Luz.

d) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN, 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 ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguiana e das Interconexões de Garabi, onde foi constatada a indisponibilidade de efetiva geração e transporte de energia elétrica pelos agentes fiscalizados, nos montantes contratados. Em decorrência deste fato, o MMF expediu Portaria, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005, foi publicada Resolução Normativa ANEEL, estabelecendo os critérios a serem utilizados pelo ONS e pela CCEE na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia para a UTE Uruguiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos, o valor da garantia física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato de 300 MW foi reduzido 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 físico, 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 liquidados de todos os montantes por elas 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 vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inabíveis.

Em 20.06.2006, a ANEEL, através de Resolução Normativa, reduziu a zero os valores de garantia física de energia elétrica oriunda de importação da CIEN em decorrência da impossibilidade de fornecimento de energia elétrica por parte desta empresa. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia.

Até a data do fechamento do balanço em referência, a situação permanece inalterada.

e) Compra de Gás Natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul (MSGÁS), com vigência de cinco anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), localizada em Campo Grande (MS), renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22.05.2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém a MSGÁS comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), vendedora do gás para a MSGÁS e anuente no contrato.

Ante a ameaça da PETROBRAS de cortar o suprimento de gás para a Usina, a Companhia ajuizou medida cautelar contra a MSGÁS e a PETROBRAS, com pedido de antecipação de tutela, que foi deferida para obrigar a manutenção do fornecimento do gás, nos termos do contrato.

A Companhia também ajuizou ação ordinária visando a renovação do contrato por mais um período, cujo processo está tramitando no Poder Judiciário da Comarca de Campo Grande (MS).

Em recente recurso ajuizado perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ), a PETROBRAS obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás para a Usina.

Em consequência, a Companhia tem comprado energia na CCEE para suprir o lastro de energia vendida de UTWA. Quando conveniente e necessário, a usina tem operado com óleo diesel como combustível, uma vez que a mesma possui essa flexibilidade.

Recentemente, a ação foi julgada procedente para o fim de determinar que os contratos de compra e venda de gás natural firmados entre a Companhia e MSGÁS e entre MSGÁS e PETROBRAS e seus respectivos aditivos sejam renovados pelo período de 05 anos, iniciando-se em 23.05.2006. O período em que houve a interrupção do fornecimento de gás em decorrência deste litígio deverá ser acrescido ao final do contrato, que terá o seu encerramento proporcionalmente prorrogado. O preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). Dessa decisão a PETROBRAS interpôs embargos de declaração que foram considerados improcedentes, e entrou com Recurso de Apelação perante o Tribunal de Justiça do Mato Grosso do Sul.

f) Contratos de Arrendamento

f.1) A Eólica Beberibe possui quatro contratos de arrendamento de terrenos utilizados para a instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. A vigência dos contratos varia de 17.05.2027 até 28.09.2032 e os valores são compostos por parcela fixa e variável, esta correspondente a um percentual sobre a receita bruta. As parcelas fixas são reajustadas pelo IGPM, pela variação do dólar norte-americano e pelo índice de inflação dos Estados Unidos da América (EUA), dependendo de cada contrato.

f.2) A Eólica Pedra do Sal possui dois contratos de arrendamentos dos terrenos onde estão localizados o seu parque gerador, com prazo de vencimento em 2029. O valor mensal pago corresponde a um percentual sobre a receita operacional bruta.

g) Contratos para construção da UTE Destilaria Andrade

A Controlada indireta Ibitiúva, assinou contrato com a Areva Koblitz para Serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção da UTE Destilaria Andrade, no montante de R\$ 87.830. Desse total, R\$ 9.188 tinham sido pagos até 31.12.2008. A vigência do contrato é de até 01.06.2010.

A Ibitiúva também assinou contrato com a Leme Engenharia Ltda, empresa pertencente ao Grupo Suez, para controle de qualidade do projeto da UTE Ibitiúva Bioenergética, no valor de R\$ 1.845, com vigência até 01.04.2010.

34 – EVENTO SUBSEQUENTE

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 16.02.2009, aprovou a 4ª emissão de Notas Promissórias da Companhia, no valor total de até R\$ 300.000, através de Oferta Restrita nos termos da Instrução CVM nº 476/09. As principais características da emissão estão apresentadas no quadro a seguir:

Número de Séries:	Série Única.
Quantidade:	300 Notas Promissórias.
Valor Nominal Unitário:	R\$ 1.000.
Data de Emissão:	Data de sua efetiva subscrição e integralização.
Forma:	Serão emitidas fisicamente e ficarão depositadas em instituição habilitada à prestação de serviços de custódia.
Prazo e Vencimento:	360 dias contados da data de emissão, e será considerado o 360º dia como a data de vencimento.
Local de Negociação e de Pagamento:	Mercado de balcão organizado, junto ao Sistema de Nota Promissória operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação (CLTIP).
Remuneração:	125% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis calculada e divulgada diariamente pela CETIP.
Resgate Antecipado:	Será realizado mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração, calculada <i>pro rata temporis</i> desde a Data de Emissão até a data do efetivo resgate.
Garantia:	Não farão jus a nenhum tipo de garantia.
Destinação dos Recursos:	Serão destinados ao pagamento de dívidas da Companhia e ao financiamento do capital de giro.

Em 06.03.2009 a Companhia recebeu os recursos referente a referida emissão, no valor de R\$ 300.000, os quais serão destinados em parte para o pagamento da dívida representada pelas notas promissórias, emitidas em 20.05.2008 e com vencimento em 15.05.2009.

Na mesma reunião também foi aprovada a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie quirografária (sem garantia ou preferência), no valor de até R\$ 600.000, observado que tal montante poderá ser objeto de aumento em virtude de demanda observada no processo de *bookbuilding*, os quais serão objeto de distribuição pública no âmbito do Programa de Distribuição, nos termos da Instrução CVM nº 400/03, sendo que as principais características e condições são:

Número de Séries:	Série Única
Quantidade:	60.000 Debêntures, sendo que a quantidade poderá ser eventualmente aumentada, em até 35% em razão de demanda apurada em procedimento de <i>bookbuilding</i> .
Valor Nominal Unitário:	R\$ 10
Data de Emissão:	01.04.2009
Forma:	As debêntures serão nominativas e escriturais;
Espécie e Conversibilidade:	Espécie quirografária, não conversíveis em ações de emissão da Companhia.
Prazo e Vencimento:	O prazo será de 2 anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 1º de abril de 2011.

Local de Negociação e de Pagamento:	(a) distribuição no mercado primário, por meio do SDT (Módulo de Distribuição de Títulos), administrado pela CETIP, com base nas políticas e diretrizes fixadas pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro (ANBIMA), (b) negociação no mercado secundário, por meio do SND (Módulo Nacional de Debêntures), administrado pela CETIP, com base nas políticas e diretrizes fixadas pela ANBIMA. As Debêntures submeter-se-ão aos controles de compensação e liquidação da CETIP ou da CRI.C, conforme o caso.
Remuneração:	Equivalente à acumulação de, no máximo, 125% da Taxa DI, calculada de forma exponencial e cumulativa, <i>pro rata temporis</i> por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento das Debêntures, observado que a taxa final aplicável será apurada por meio do <i>Bookbuilding</i> . A Remuneração será devida semestralmente, nas seguintes datas: 01.10.2009, 01.04.2010, 01.10.2010 e 01.04.2011.
Destinação dos Recursos:	(a) ao pagamento integral da dívida representada pelas Notas Promissórias e (b) ao pagamento de parte da dívida representada pelas notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia, emitidas em 20 de maio de 2008 e com vencimento previsto para 15 de maio de 2009.

(A nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2008 encontra-se na próxima página)

(Nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro 2008, da Tractebel Energia S.A.)

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 Becuwsaert
Conselheiro

José Carlos Cauduro Minuzzo
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente e Diretor Financeiro e
de Relações com Investidores, em
exercício

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Comercialização e Negócios

Miroel Makiolke Wolowski
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

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 T-SC

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 231
22º, 25º e 26º andares
20030-905 - Rio de Janeiro - RJ
Brasil


Tel.: +55 (21) 3981-0500
Fax: +55 (21) 3981-0600
www.deloitte.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Conselheiros, Diretores e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis – SC

1. Examinamos o balanço patrimonial (controladora e consolidado) da Tractebel Energia S.A. ("Companhia" ou "Controladora") e controladas, em 31 de dezembro de 2008, e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido (controladora), dos fluxos de caixa e do valor adicionado correspondente ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e 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 controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. (individual e consolidado) em 31 de dezembro de 2008, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora), os seus fluxos de caixa e os valores adicionados nas operações referentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Anteriormente, auditamos as demonstrações financeiras (controladora e consolidado) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, compreendendo o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos desse exercício, além das informações suplementares compreendendo as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado, sobre as quais emitimos parecer sem ressalva, datado de 1º de fevereiro de 2008. Conforme mencionado na nota explicativa 2, as práticas contábeis adotadas no Brasil foram alteradas a partir de 1º de janeiro de 2008. As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, apresentadas de forma conjunta com as demonstrações financeiras de 2008, foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil vigentes até 31 de dezembro de 2007 e, como permitido pelo Pronunciamento Técnico CPC 13 - Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória no 449/08, não estão sendo reapresentadas com os ajustes para fins de comparação entre os exercícios.

Rio de Janeiro, 12 de março de 2009


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

A Deloitte refere-se a uma ou mais Deloitte Touche Tohmatsu, uma vereim (associação) estabelecida na Suíça, e sua rede de firmas-membro, sendo cada uma delas uma entidade independente e legalmente separada. Acesse www.deloitte.com/about para a descrição detalhada da estrutura legal da Deloitte Touche Tohmatsu e de suas firmas-membro.


Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC IRJ 065.976/O-4 "S" SC

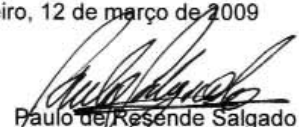
Membro da
Deloitte Touche Tohmatsu

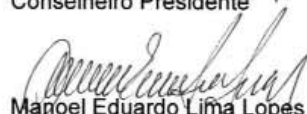
PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, incluindo as Demonstrações Contábeis e o Relatório da Administração relativos ao exercício de 2008, e com base no parecer dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu emitido em 09 de março de 2009, declaram que o Relatório Anual da Administração representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2008, estando em condições de ser apreciado pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 12 de março de 2009


Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente


Paulo de Resende Salgado
Conselheiro


Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

-
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2007, respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
DO EXERCÍCIO DE 2007
E
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
DOS
EXERCÍCIOS DE 2007 E DE 2006

TRACTEBEL ENERGIA S. A.**

**DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM
INVESTIDORES**

U. O. CONTABILIDADE – DCO



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Relatório da Administração

Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia S.A. (“Tractebel Energia” ou a “Companhia”) tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes demonstrações contábeis, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. As informações estão apresentadas em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Mensagem da Administração

O ano de 2007 foi repleto de conquistas para a Tractebel Energia. Do ponto de vista financeiro, registramos o maior lucro líquido de nossa história, R\$ 1.046 milhões, resultado 7% maior do que o do ano anterior e impulsionado por um faturamento também recorde. Nosso desempenho operacional foi igualmente exemplar: as usinas, mesmo operando em elevados níveis de exigência, atingiram um índice de disponibilidade de 98%, desconsiderando-se as paradas programadas, o que nos permitiu atender inclusive a demandas adicionais, como a exportação de energia para a Argentina, possibilitando à Companhia quebrar outro recorde: o de geração anual, com quase 34 mil GWh ou 3.865 MW médios.

Tão relevante quanto os desempenhos financeiro e operacional foi o fato de, em 2007, termos iniciado uma série de projetos que inauguraram um novo ciclo de crescimento para a Tractebel Energia.

Um dos destaques dentre o conjunto dos investimentos foi a aquisição da Companhia Energética São Salvador, responsável pela construção e futura operação da hidrelétrica de mesmo nome. Localizada no Rio Tocantins, a usina representará um aumento de 243 MW na capacidade instalada da Tractebel Energia e tem seu início de produção previsto para 2009.

Outro importante acréscimo de fonte de energia renovável se deu com a aquisição da hidrelétrica Ponte de Pedra, situada na divisa dos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul. A usina já opera comercialmente desde 2005 e, quando da aprovação da transação pelas autoridades competentes, somará 176 MW à nossa capacidade instalada.

Para fazer face a todos esses investimentos, continuaremos contando com o vigor de nosso fluxo de caixa para os próximos anos, reforçado com a venda de 256 MW médios do Aproveitamento Hidrelétrico Estreito. Esta usina, em construção no Rio Tocantins e que terá 1.087 MW de potência, é um dos maiores projetos de geração de energia do Brasil, e é nossa intenção adquirir, no primeiro semestre de 2008, a parcela que nosso controlador, SUEZ Energy South America Participações Ltda. (SESA), possui no empreendimento.

Com relação ao parque termelétrico, o destaque do ano foi a aquisição do projeto Scival, no Rio Grande do Sul, que poderá acrescentar até 540 MW à capacidade instalada da Companhia quando entrar em operação em 2012 e cuja maior parte da produção temos intenção de exportar para o Uruguai, transformando em riqueza para o Brasil parte do carvão mineral disponível e não utilizado no Rio Grande do Sul.

Todas estas aquisições, somadas aos resultados positivos, marcam o ano de 2007, que também foi importante para elevarmos nosso nível de conhecimento sobre projetos de fontes de energia alternativa, como a biomassa, a eólica e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). A experiência adquirida por meio das incursões que realizamos nesse segmento, ainda que algumas não tenham frutificado, reforça nossa capacidade de avaliar mais criteriosamente novas oportunidades relacionadas a essas fontes já em 2008.

Diante deste cenário e do crescimento de consumo de energia elétrica no País, sentimo-nos prontos para crescer. E para crescer com sustentabilidade. Com esse foco, em 2007, ampliamos as ações com o objetivo de fortalecer nosso compromisso com os preceitos do desenvolvimento sustentável, que demandam a mensuração de nossos resultados não apenas na dimensão operacional-financeira, mas também nos âmbitos social e ambiental.

Um importante passo foi termos oficializado nossa Visão – “Ser, de modo sustentável, a melhor empresa de energia do Brasil” – e nossa Missão – “Gerar energia para a vida”. Criamos também o Comitê de Sustentabilidade, encarregado de estabelecer metas para nossa atuação sócio-ambiental, e monitorar os resultados dos nossos projetos e ações de responsabilidade corporativa.

Fomos além: aprimoramos nosso Código de Ética, em consonância com as “Regras de Organização e de Conduta das Empresas do Grupo SUEZ”. O novo Código reafirma os valores que compartilhamos com nosso controlador e aprofunda as questões relativas ao comportamento ético da Companhia. Além disso, elaboramos o regimento interno de nosso Conselho de Administração com base em documento análogo adotado pela SUEZ.

Como reconhecimento pela adoção das melhores práticas no relacionamento com o mercado, fomos agraciados com o Troféu Transparência, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (ANEFAC), em parceria com o SERASA e a Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI), às empresas que divulgam o balanço patrimonial e demais relatórios contábeis de forma clara e precisa.

Nosso comprometimento com o crescimento sustentável foi igualmente reconhecido: as ações da Tractebel Energia integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) pelo terceiro ano consecutivo, e todas nossas usinas tiveram as certificações NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001 renovadas.

O crescimento robusto registrado em 2007, as boas perspectivas delineadas para os setores de infra-estrutura como um todo e as oportunidades de consolidação dentro do setor elétrico apontam para um ambiente convidativo a novos investimentos também em 2008. Se nos últimos anos passamos por transformações para nos preparar para esse novo ciclo de expansão, o exercício de 2007 definitivamente marcou nosso retorno ao crescimento. Queremos progredir, aumentando nosso *market share* de forma sustentável, sem abrir mão da ética, da eficiência e do comprometimento com o desenvolvimento sócio-ambiental das regiões onde atuamos. Estamos certos de que é dessa maneira que se gera cada vez mais valor para nossos acionistas e para a sociedade, a quem, juntamente com nossos empregados, clientes, fornecedores e todos aqueles que interagem com nossas atividades, gostaríamos de agradecer pela dedicação, apoio e confiança.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

1. Perfil Institucional

A Tractebel Energia é a maior companhia privada de geração de energia elétrica no Brasil. Desde 1998, ano em que começou a atuar no País, dedica-se a todas as etapas da implantação e operação de usinas geradoras. A comercialização da energia produzida em suas usinas, adicionada à de terceiros, é realizada com distribuidoras, comercializadoras e clientes industriais.

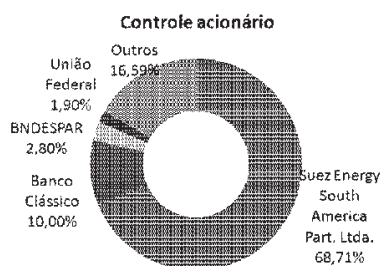
Sediada em Florianópolis, no Estado de Santa Catarina, ao final de 2007 a Companhia possuía parque gerador composto por seis usinas hidrelétricas e sete termelétricas, distribuídas pelos Estados de Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás. As termelétricas são movidas a carvão, gás, óleo e biomassa, e todas têm suas emissões de gases controladas e monitoradas pela Companhia e respeitando os limites determinados pelas normas técnicas e os órgãos de licenciamento e fiscalização ambiental. Sua capacidade de fornecimento é de 5.918 MW, dos quais 4.705 MW provenientes de geração hidrelétrica e 1.213 MW de geração termelétrica, correspondente a cerca de 6% da capacidade instalada total do Brasil.

Além das atuais 13 usinas em operação, dois novos empreendimentos estão sendo desenvolvidos no Rio Tocantins – as hidrelétricas São Salvador e Estreito, que agregarão 678 MW à capacidade da Tractebel Energia.

Adicionalmente, em 2007, a Companhia adquiriu dois outros empreendimentos de geração: o projeto termelétrico Seival, situado no Rio Grande do Sul, que deverá entrar em operação em 2012; e a hidrelétrica Ponte de Pedra, entre os Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, já em operação, que agregará 176 MW à capacidade total da Companhia quando da aprovação da aquisição pelos órgãos competentes. A aquisição do projeto termelétrico e da usina hidrelétrica demandou o aporte de R\$ 23,8 milhões e R\$ 592,0 milhões, respectivamente.

1.1. Controle Acionário

O capital total da Companhia em 31 de dezembro de 2007 era de R\$ 2.445,8 milhões, representado por 652.742.192 ações ordinárias. A SUEZ Energy South America Participações Ltda. detém o controle, com 68,71% do capital.

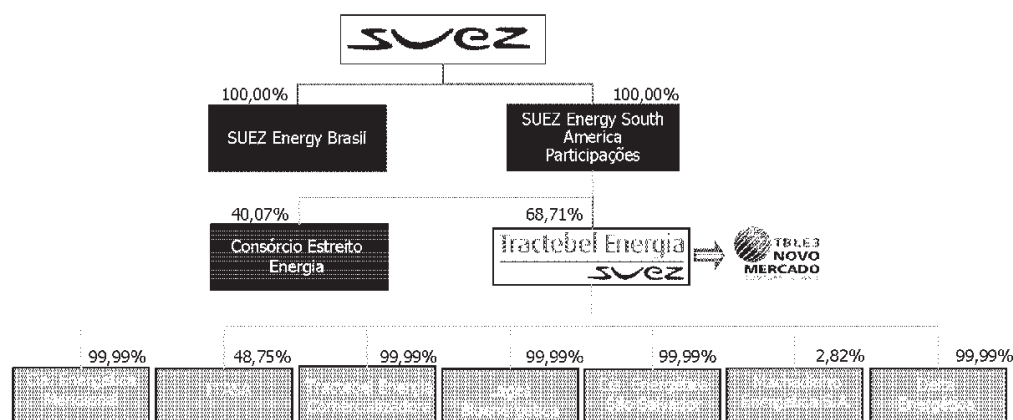


1.2. Organograma Societário

A Tractebel Energia é controlada pela SUEZ Energy South America Participações Ltda (SESA), que integra o Grupo SUEZ. A Companhia, por sua vez, detém o controle acionário da Companhia Energética São Salvador (CESS), da Companhia Energética Meridional (CEM) – em processo de incorporação –, da Lages Bioenergética Ltda. e da Tractebel Energia Comercializadora Ltda. Além disso, com 48,75%, a Companhia possui o controle compartilhado da Itá Energética S.A. (ITASA), empresa que detém a concessão para exploração da Usina Hidrelétrica Itá. Fazem parte também desse consórcio a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e a Companhia de Cimento Itambé.

Em 2007, a SESA transferiu para a Tractebel Energia o controle acionário da CESS, concessionária responsável pela construção e exploração da Usina Hidrelétrica São Salvador, o que representou um investimento de R\$ 304,0 milhões. No mesmo ano, a Companhia adquiriu por R\$ 28,8 milhões 2,82% de participação acionária da Machadinho Energética S.A. (MAESA), responsável pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Machadinho, agregando, dessa forma, 11,1 MW médios ao seu portfólio, e 2,34% na sua participação no consórcio, formado também pela Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas (DME), Valesul Alumínio S.A. e Votorantim Cimentos Brasil Ltda. Com essa transação, a Companhia passou a deter 19,28% daquela usina.

Outra controlada, a Tractebel Energia Comercializadora Ltda., tem como incumbência a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo compra, venda, importação e exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações.



2. Ambiente Macroeconômico

A economia brasileira se manteve em crescimento ao longo de 2007, impulsionada, principalmente, pelo cenário positivo desenhado para o consumo interno, que, por sua vez, cresceu graças à estabilidade dos preços, ao aumento dos investimentos, ao fortalecimento do mercado de trabalho e à ampliação do crédito.

Mantida dentro da meta estabelecida pelo Governo, a inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sofreu ligeiro aumento e fechou o ano em 4,46%. Os reajustes sucessivos do preço dos alimentos em 2007 foram uma das principais causas da elevação do índice.

A taxa de juros, no entanto, manteve a curva descendente que vinha registrando em 2006. De acordo com dados do Banco Central, a taxa Selic encerrou 2007 com seu nível nominal mais baixo, 11,25%, ou seja, uma redução de 2,00 p.p. em relação ao ano anterior.

Em 2007, a produção industrial acumulou crescimento de 6,0%, seu melhor resultado desde 2004, quando foi registrada expansão de 8,3%, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O índice superou em muito o observado em 2006 (2,8%) e 2005 (3,1%). O aumento da produção foi abrangente, atingindo vinte e uma atividades e 66,0% dos produtos pesquisados.

Esses indicadores refletem uma resistência da economia brasileira às turbulências internacionais maior que a verificada no passado - lembrando que o mercado internacional vem sendo afetado pelas dificuldades do setor imobiliário nos Estados Unidos. Os preços no Brasil não foram muito penalizados, e as agências de classificação de risco mantêm o País próximo ao grau de investimento (*investment grade*), o que contribui para atrair investimentos estrangeiros diretos.

3. Mercado de Energia

O bom desempenho da economia brasileira teve como reflexo para o setor elétrico um aumento significativo do consumo. Em 2007, o consumo total atingiu 376,9 TWh, o que representa aumento de 5,4% em comparação a 2006, conforme dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Do total de energia elétrica gerada em 2007, 93,2% foram produzidos por hidrelétricas, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O restante foi produzido por usinas termelétricas a gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, biomassa (principalmente bagaço de cana-de-açúcar) e combustível nuclear. Vale destacar que, em 2007, o consumo industrial representou 45,9% da demanda total, ao passo que os segmentos residencial e comercial responderam por 24,1% e 15,6%, respectivamente, de acordo com a EPE.

Para atender à necessidade de expansão da infra-estrutura do País, o Governo Federal promulgou o Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), em janeiro de 2007. O plano prevê o investimento de R\$ 503,9 bilhões em infra-estrutura para os próximos quatro anos. Desse total, R\$ 274,8 bilhões foram alocados para o setor elétrico. O PAC oferece benefícios, como redução de impostos atrelados a investimentos e ampliação e melhoria das condições de financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Atualmente, o Grupo SUEZ desenvolve as obras de duas usinas integrantes do PAC: São Salvador, já transferida para a Tractebel Energia, e Estreito, em consórcio com outros investidores, cuja transferência da parcela da SUEZ para a Tractebel Energia deverá ocorrer no primeiro semestre de 2008.

4. Desempenho Operacional

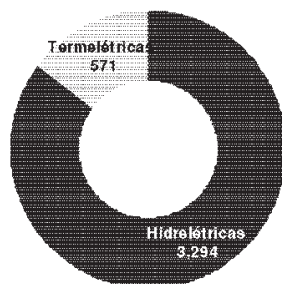
4.1. Disponibilidade

O patamar de disponibilidade alcançado pelo conjunto das usinas da Tractebel Energia em 2007 foi de 98,0%, desconsiderando-se as paradas programadas. Quando consideradas todas as paradas, a disponibilidade global foi de 93,0%, sendo 94,8% na geração hidrelétrica e 85,0% na termelétrica.

4.2. Produção

No período de 12 meses, a produção total de energia elétrica da Companhia alcançou 33.858 GWh (3.865 MW médios), sendo 28.858 GWh (3.294 MW médios) provenientes das hidrelétricas e 5.000 GWh (571 MW médios) de fontes termelétricas.

Produção em 2007 - MW médios



Em 2007, foi quebrado o recorde histórico de geração global, correspondendo a um acréscimo de 58,6% em relação a 2006, devido principalmente às condições hidrológicas sensivelmente melhores em 2007, em relação às usinas hidrelétricas; e devido ao aumento das exportações para a Argentina, em relação às usinas termelétricas.

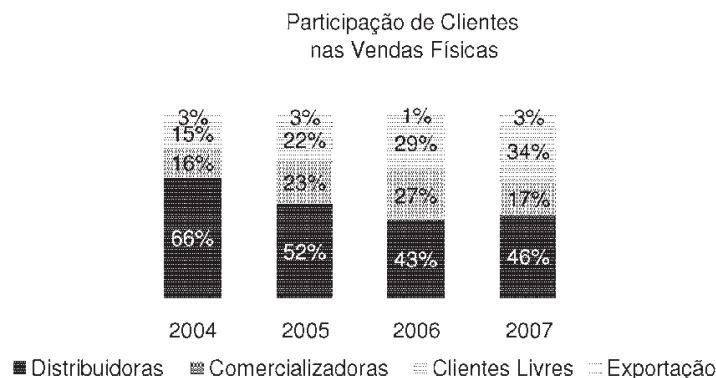
Numa avaliação global desses números, é de se destacar que, apesar do incremento na solicitação de carga que culminou com o recorde anual de geração já citado, a disponibilidade total do conjunto das usinas da Tractebel Energia manteve-se em patamar elevado, o que demonstra o alto grau de confiabilidade das usinas, mesmo em condições de elevada exigência do sistema elétrico.

4.3. Clientes

A carteira de clientes da Tractebel Energia é bem diversificada, abrangendo distribuidoras de energia, comercializadoras e clientes livres (grandes consumidores industriais), atendidos por meio de contratos flexíveis no tocante a volume e prazo.

A Companhia mantém política ativa de fidelização de clientes, através da qual presta serviços que possibilitam a adaptação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor.

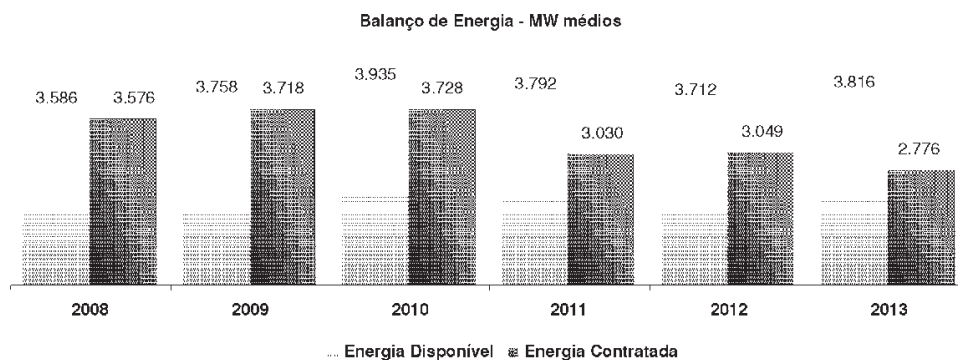
Em 2007, a presença de clientes livres no portfólio cresceu em relação ao ano anterior, alcançando 27,6% da receita operacional bruta e 33,9% das vendas físicas, representando aumento de 4,5 p.p. e 4,6 p.p., respectivamente, em comparação a 2006.



4.4. Balanço de Energia

Com base nas previsões do setor que apontam para um potencial aumento de preço de energia, a Companhia optou por ter parte de sua disponibilidade descontratada a partir de 2011.

De acordo com os dados acerca da energia assegurada, garantia física e contratos de compra e venda em vigor na data de 31 de dezembro de 2007, o balanço de energia da Tractebel Energia mostra que a Companhia está com sua disponibilidade de energia, incluindo aquisições de terceiros, quase totalmente contratada até 2010.



5. Desempenho Econômico-Financeiro

5.1. Principais Indicadores

As informações apresentadas a seguir se encontram em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Indicadores	2007	2006	Variação
Receita Operacional Bruta	3.365	3.005	12,0%
Receita Operacional Líquida	3.043	2.706	12,5%
EBITDA	1.857	1.595	16,4%
Margem EBITDA	61,0%	59,0%	+2,0 p.p.
Resultado do Serviço – EBIT	1.628	1.387	17,4%
Resultado Financeiro	(135)	(156)	13,8%
Lucro Líquido	1.046	979	6,8%
Ativo Total	6.598	5.539	19,1%
Patrimônio Líquido	2.817	2.765	1,9%
Investimentos e Aplicações em Ativo Fixo	730	69	958,0%
Dívida Líquida Ajustada	1.019	1.025	-0,6%
Nº de Ações (mil)	652.742	652.742	0,0%
Lucro Líquido por Ação (R\$)	1,60	1,50	6,8%
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	4,32	4,24	1,9%
Preço Médio da Ação – ON (R\$)	20,32	16,53	23,0%
Distribuição de Dividendos	993	930	6,8%
Mercado			
Vendas de Energia (GWh)	32.800	32.836	-0,1%
Vendas de Energia (MW médios)	3.744	3.748	-0,1%
Corpo Funcional			
Empregados	917	905	1,3%

Nota: EBITDA: lucro operacional + despesas financeiras + depreciação e amortização + amortização de ágio

Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Contábeis.

5.2. Receita Operacional Bruta

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006 este imposto vinha sendo apresentado no grupo “Deduções da receita operacional”. De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a receita operacional bruta e as deduções da receita bruta relativas ao exercício de 2006, passaram, respectivamente, de R\$ 3.060,7 milhões e R\$ 355,2 milhões para R\$ 3.005,1 milhões e R\$ 299,6 milhões.

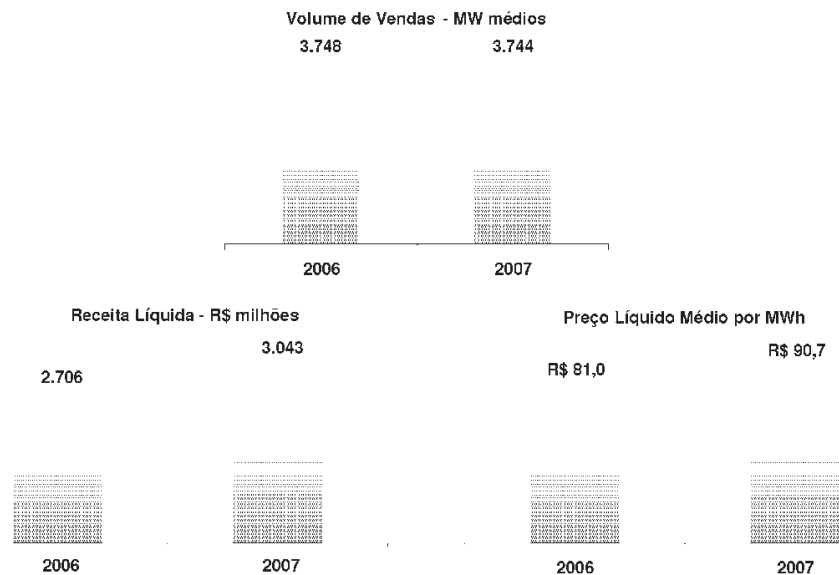
No exercício de 2007, a receita operacional bruta alcançou R\$ 3.364,7 milhões, 12,0% superior à receita auferida no ano de 2006, que foi de R\$ 3.005,1 milhões, em função do aumento do preço médio de venda da energia em 12,0%, principalmente daquela contratada com consumidores livres, e pelo maior preço e volume de exportação de energia para atendimento das necessidades energéticas da Argentina. No ano de 2007, a quantidade de energia vendida manteve-se no mesmo patamar de 2006, da ordem de 3.740 MW médios.

5.3. Deduções da Receita Operacional

No ano de 2007, as deduções alcançaram R\$ 321,3 milhões, 7,2% superior ao mesmo período de 2006, que foi de R\$ 299,6 milhões. Este acréscimo deve-se, principalmente, à combinação do crescimento da receita de venda de energia com a redução do ICMS resultante da alteração na estrutura organizacional da controlada Tractebel Energia Comercializadora Ltda., a partir de junho de 2007, que fez com que o ICMS incidente sobre o faturamento de energia elétrica para consumidores livres do Estado de São Paulo, antes registrado como dedução da receita, passasse a ser cobrado por substituição tributária e deduzido diretamente da receita de fornecimento de energia elétrica.

5.4. Receita Operacional Líquida

No exercício de 2007, a receita líquida alcançou o valor de R\$ 3.043,4 milhões, 12,5% acima do registrado em 2006, que foi de R\$ 2.705,5 milhões. O aumento apresentado no ano decorreu, substancialmente, do crescimento de 12,0% do preço médio líquido de venda, que passou de R\$ 80,96/MWh, em 2006, para R\$ 90,65/MWh, em 2007, reflexo do incremento de preço e volume de energia vendida para consumidores livres e exportada para a Argentina.



5.5. Custos de Energia Elétrica e Serviços

No ano de 2007, os custos se mantiveram praticamente estáveis em relação a 2006, atingindo R\$ 1.069,8 milhões em 2007 e R\$ 1.081,4 milhões em 2006. A variação decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- **Energia elétrica comprada de terceiros:** redução de R\$ 19,7 milhões, ocasionada pela menor quantidade de energia adquirida para a atividade de comercialização.
- **Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:** redução de R\$ 99,6 milhões, em função, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R\$ 102,3 milhões, devido, substancialmente, a uma menor exposição na CCEE em decorrência da otimização de alocação dos recursos hidráulicos em comparação com 2006; (ii) aumento de R\$ 61,4 milhões na receita resultante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), pelo maior despacho de energia das usinas hidrelétricas requerido pelo ONS; e (iii) redução de R\$ 57,4 milhões, na receita, em função de menor despacho de energia da Usina Termelétrica William Arjona (UTWA) em virtude de reforço de transmissão na região de Campo Grande (MS), a partir de novembro de 2006.

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** aumento de R\$ 24,9 milhões em decorrência, basicamente, da conjugação dos seguintes aspectos: (i) redução de R\$ 46,9 milhões devido ao menor consumo de gás verificado a partir da redução do despacho da UTWA, após o reforço de transmissão anteriormente mencionado, e ao corte no fornecimento de gás verificado no último trimestre de 2007; e (ii) aumento de R\$ 72,6 milhões relativo ao consumo de carvão para atendimento à grande demanda de exportação de energia para a Argentina em 2007.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R\$ 51,4 milhões, em decorrência do expressivo aumento no despacho pelo ONS de energia gerada nas usinas hidrelétricas em comparação com o ano anterior, que foi influenciado pela forte estiagem que atingiu a Região Sul do País. Esse incremento foi parcialmente compensado pelo aumento da receita auferida no MRE, conforme anteriormente comentado.
- **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 21,4 milhões, em razão de revisão da vida útil de certos ativos de usinas hidrelétricas, a partir de janeiro de 2007.

5.6. Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica e totalizaram R\$ 216,7 milhões, 3,1% superior a 2006, em decorrência do aumento dos encargos de uso da rede por reajuste tarifário anual e das despesas com pessoal.

5.7. Despesas Gerais e Administrativas

Desconsiderando-se a despesa não-recorrente de R\$ 9,1 milhões, reconhecida em 2006, em função da devolução do adicional tarifário anteriormente cobrado de clientes para compensar diferenças de PIS e COFINS, as despesas gerais e administrativas no ano de 2007 foram 4,7% superiores às de 2006, totalizando R\$ 130,1 milhões. Os referidos aumentos decorreram, principalmente, do reajuste salarial anual e do reconhecimento, neste ano, da provisão para bônus dos administradores e para o Programa de Desligamento Voluntário (PDV) implementado pela Companhia.

5.8. Constituição (Reversões) de Provisões Operacionais, Líquidas

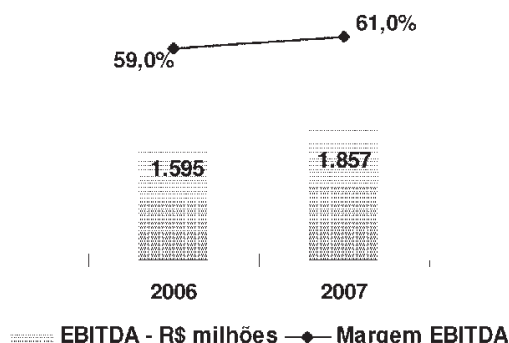
No exercício de 2007, a provisão constituída foi de R\$ 2,2 milhões. Já em 2006, a reversão líquida de R\$ 11,5 milhões foi resultante, principalmente, da reversão de provisão de natureza cível, no valor de R\$ 22,0 milhões, e da constituição de provisão para pagamento de benefícios pós-emprego, no montante de R\$ 7,9 milhões.

5.9. Ganhos em Ação Judicial

No ano de 2007, foi reconhecido o ganho de R\$ 3,7 milhões, decorrente do trânsito em julgado de decisão favorável no processo que se discutia a redução da alíquota de retenção do Seguro Acidente do Trabalho. Já no exercício de 2006, a Companhia obteve ganhos em ações judiciais no valor de R\$ 94,5 milhões, sendo R\$ 5,8 milhões referentes a acordo efetuado em ação declaratória pelo pagamento indevido de seguro garantia em processo de concorrência internacional para importação de energia da Argentina e R\$ 88,7 milhões pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS.

5.10. EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA em 2007 alcançou R\$ 1.857,3 milhões, 16,4% superior ao de 2006, que foi de R\$ 1.595,0 milhões. A margem EBITDA em 2007 alcançou 61,0% enquanto a de 2006 foi de 59,0%.



5.11. Resultado Financeiro

5.11.1. Receitas Financeiras

No exercício de 2007, essas receitas reduziram R\$ 7,1 milhões, em função de os aumentos na renda de aplicação financeira e na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios terem sido inferiores ao reconhecimento, no ano de 2006, de receita financeira não-recorrente relativa a juros extraordinários sobre parcelamento de dívidas de valores a receber tanto de venda de energia quanto de ganhos em processos judiciais.

5.11.2. Despesas Financeiras

No ano de 2007, essas despesas reduziram R\$ 28,6 milhões em relação a 2006, em razão, principalmente, da combinação dos efeitos a seguir descritos: (i) queda de R\$ 11,1 milhões nos encargos sobre os empréstimos, financiamentos e debêntures, devido à redução da TJLP, da SELIC e do CDI e à diminuição gradativa do endividamento pelas amortizações realizadas no exercício; (ii) crescimento de R\$ 33,5 milhões na receita de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, em razão de maior desvalorização das moedas que compõem a dívida frente ao Real; e (iii) aumento de R\$ 17,5 milhões na variação monetária sobre dívidas, em função do aumento do IGP-M entre os anos comparados.

5.12. Resultado Não Operacional

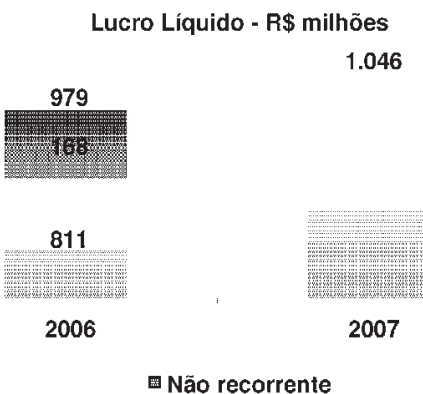
A variação de R\$ 4,4 milhões entre os exercícios comparados decorre, substancialmente, da baixa de equipamentos em função de modernização efetuada em sistemas de algumas usinas da Companhia e dos efeitos decorrentes da alienação de 33,34% do Projeto Jacuí, em 2006.

5.13. Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R\$ 191,9 milhões no exercício de 2007 deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) incremento de R\$ 87,8 milhões em decorrência do crescimento do resultado antes dos tributos da Companhia; (ii) maior imposto de renda e contribuição social, no valor de R\$ 12,6 milhões, em função de menor crédito de juros sobre o capital próprio no ano de 2007 em comparação com 2006; e (iii) reconhecimento de ganho fiscal extraordinário de R\$ 87,1 milhões, em 2006, devido aos efeitos da alienação de 33,34% do Projeto Jacuí.

5.14. Lucro Líquido

No exercício de 2007, o lucro líquido atingiu R\$ 1.045,6 milhões, 6,8% maior do que o ano anterior, que foi de R\$ 979,1 milhões, representando R\$ 1,60 por ação. Desconsiderando-se os eventos não-recorrentes ocorridos no ano de 2006, quais sejam os ganhos em ações judiciais e os efeitos decorrentes da alienação do Projeto Jacuí, o lucro líquido de 2007 seria 28,9% superior ao de 2006.



5.15. Distribuição de Dividendos

A Administração da Companhia aprovou a distribuição de R\$ 993,3 milhões em proventos, sendo R\$ 817,3 milhões na forma de dividendos e R\$ 176,0 milhões como juros sobre o capital próprio, o que representa uma proposta de pagamento de 95% do lucro líquido do exercício, equivalente a R\$ 1,5218031188 por ação.

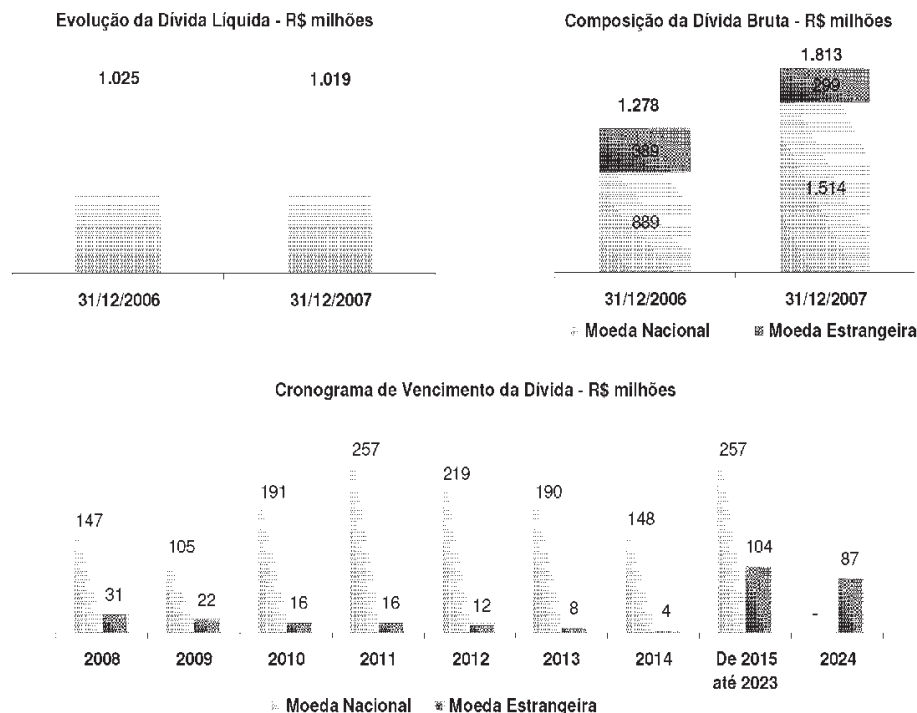
A política de dividendos da Companhia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações. Adicionalmente, a Companhia aprovou a intenção de declarar e pagar dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em montante não inferior a 55% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei anteriormente mencionada. O valor dessas contribuições depende de vários fatores, tais como condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, condições macroeconômicas e estratégia de crescimento. Foi aprovada ainda a distribuição de dividendos em períodos semestrais.

5.16. Endividamento

Em 31 de dezembro de 2007, a dívida líquida da Companhia (dívida total menos caixa e equivalentes e o resultado das operações de *swap*) era de R\$ 1.019,1 milhões, comparada a R\$ 1.025,2 milhões ao final de 2006.

A dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, debêntures e financiamentos, totalizava R\$ 1.813,2 milhões em 31 de dezembro de 2007, um incremento de 41,9% comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2006. Do total da dívida no final do período, 16,5% eram em moeda estrangeira, dos quais 47,2% estavam protegidos da variação cambial das moedas frente ao Real, através de instrumentos de *hedge*.

O acréscimo do endividamento da Companhia está relacionado à emissão de R\$ 350,0 milhões em debêntures, realizada no segundo trimestre de 2007, que teve uma demanda quatro vezes superior à oferta. Adicionalmente, em 2007, houve a contratação de empréstimo junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total de R\$ 570,2 milhões para fazer frente aos investimentos na Usina Hidrelétrica São Salvador. O valor liberado até 31 de dezembro de 2007 foi de R\$ 392,7 milhões.



5.16.1. Emissão de Debêntures

Em 21 de maio de 2007, o Conselho de Administração autorizou a emissão do Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures, no valor de R\$ 1,5 bilhão, e a concomitante segunda emissão de debêntures da Companhia, já no âmbito do referido programa, no valor de R\$ 350,0 milhões, correspondente a 35 mil debêntures. O prazo de vigência é de 7 anos para as debêntures da 1ª Série e 5 anos para as debêntures da 2ª Série, contados a partir da data de emissão, com vencimento final em 15 de maio de 2014 e 15 de maio de 2012, respectivamente. As debêntures da 1ª Série serão atualizadas pelo IPCA e farão jus a juros remuneratórios, pagos anualmente, correspondentes a, no máximo, 8,70% ao ano. As debêntures da 2ª Série não serão atualizadas e farão jus a uma remuneração semestral que contemplará juros remuneratórios correspondentes a, no máximo, 103,5% da taxa DI.

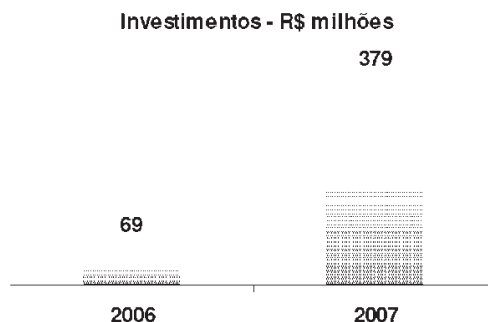
Os recursos provenientes da emissão foram destinados à aquisição da totalidade das ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia Energética São Salvador (CESS). Os principais adquirentes foram fundos de investimento e entidades de previdência privada.

6. Investimentos

6.1. Manutenção, Revitalização e Ampliação do Parque Gerador

A partir do segundo trimestre de 2007, a Companhia passou a realizar investimentos na construção da Usina Hidrelétrica São Salvador, com recursos financiados pelo BNDES. Esses investimentos atingiram R\$ 305,1 milhões em 2007. Além disso, investimentos destinados aos projetos de manutenção e revitalização das usinas totalizaram R\$ 74,3 milhões, 7,7% superior ao realizado em 2006.

O total acumulado de investimentos em 2007 atingiu R\$ 379,4 milhões, valor significativamente superior aos R\$ 69,0 milhões realizados em 2006, devido, principalmente, aos citados investimentos na Usina Hidrelétrica São Salvador.



6.2. Pesquisa e Desenvolvimento

Em 2007, o Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento da Tractebel Energia investiu R\$ 16,2 milhões, segmentados conforme abaixo:

- ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, administrado pela FINEP/MCT, foram destinados R\$ 8,0 milhões;
- para custeio da Empresa de Planejamento Energético (EPE) do Ministério de Minas e Energia foram alocados R\$ 6,2 milhões; e
- em projetos específicos de pesquisa e desenvolvimento aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foram aplicados efetivamente R\$ 2,0 milhões, distribuídos em 22 projetos em andamento. Ainda em 2007, foi realizada a defesa perante à ANEEL de 25 novos projetos de P&D referentes ao ciclo 2006/2007, que é composto por outros 9 projetos plurianuais, todos em execução. Para investimentos nestes 34 projetos de P&D, já estão provisionados R\$ 8,3 milhões. Usualmente metade dos recursos é destinada a projetos na área de meio ambiente, e a outra metade no desenvolvimento de novas tecnologias e materiais aplicados aos processos de geração de energia elétrica bem como à prospecção de fontes alternativas de energia.

7. Governança Corporativa

Os esforços da Tractebel Energia em conduzir seus negócios em conformidade com as boas práticas de governança corporativa foram reconhecidos em 2007. A Companhia foi agraciada com o Troféu Transparência, concedido pela ANEFAC em parceria com o SERASA e a FIPECAFI, às empresas que divulgam o balanço patrimonial e demais relatórios contábeis da forma mais clara e precisa.

As ações da Tractebel Energia são negociadas no Novo Mercado, segmento da Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) integrado por companhias que se comprometem voluntariamente com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais ao exigido pela legislação. Sua estrutura de controle interno foi adequada aos regulamentos da Sarbanes-Oxley (SOX), lei norte-americana voltada às companhias de capital aberto que visa garantir a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros e a criação de mecanismos de auditoria e segurança confiáveis.

O Conselho de Administração é composto por nove membros efetivos, sendo dois conselheiros independentes e um representante dos empregados. A Diretoria Executiva possui seis membros eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de três anos, com possibilidade de reeleição. O Conselho Fiscal possui três membros, sendo um deles indicado pelos acionistas minoritários.

A Tractebel Energia apresenta uma estrutura formada por oito comitês, cujas ações estão sujeitas à aprovação do Conselho de Administração. Em 2007, foi criado o Comitê de Sustentabilidade, cujo objetivo é gerir projetos e ações relacionados à responsabilidade corporativa social e ambiental.

7.1. Direitos dos Acionistas

Cada ação ordinária da Companhia confere ao seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária, e o direito de receber dividendos; de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições a acionistas; de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social; de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. De acordo com o regulamento do Novo Mercado, as ações ordinárias podem ser incluídas em oferta pública de ações, em decorrência da alienação do controle da Companhia, recebendo, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle. Além disso, a Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme cláusula compromissória constante do seu Estatuto Social.

7.2. Política de Divulgação de Informações

Revisada em 2007, a Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações da Tractebel Energia atende às regras de transparência e às exigências dos órgãos reguladores do mercado financeiro, como o Banco Central, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e Bovespa. A Companhia divulga fatos relevantes conforme a Instrução nº 358/02 da CVM, que exige a disponibilização de dados sobre seus negócios de forma a dar aos investidores tempo hábil para a tomada de decisão. As divulgações de resultados trimestrais, os fatos relevantes, os *press releases*, os relatórios anuais, os documentos arquivados na CVM, suas políticas e práticas e outras informações institucionais estão disponíveis em seu site de Relações com Investidores.

7.3. Código de Ética e Regimento Interno do Conselho de Administração

Em 2007, a Tractebel Energia aprimorou seu Código de Ética, que explicita as normas de conduta no relacionamento com as partes interessadas – empregados, clientes, fornecedores, acionistas, comunidades e Governo. O documento está alinhado aos valores e princípios do controlador, o Grupo SUEZ.

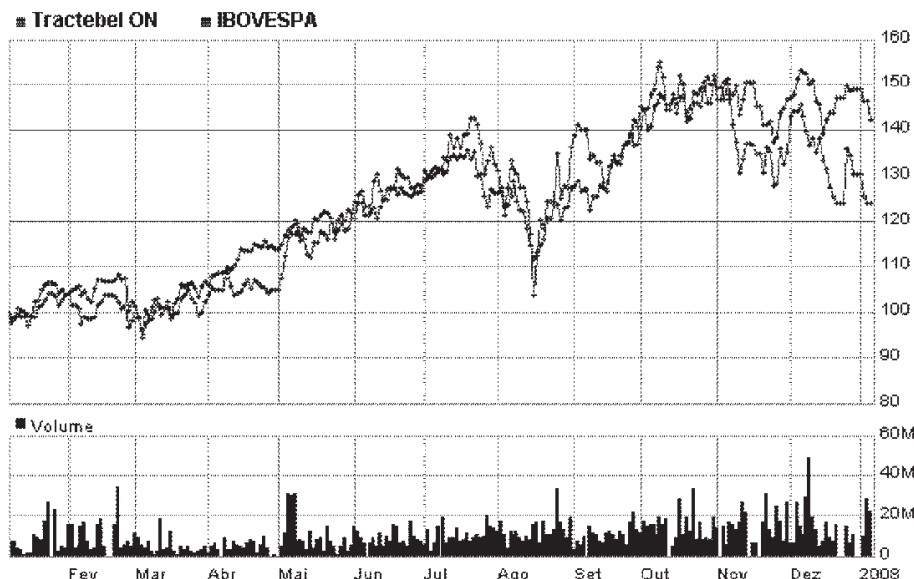
Além disso, a Tractebel Energia elaborou e implantou, com base em documento similar utilizado por seu controlador, o regimento interno de seu Conselho de Administração.

8. Mercado de Capitais

As ações da Tractebel Energia são negociadas no segmento do Novo Mercado da Bovespa sob o código TBLE3. Integram o Índice de Governança Corporativa Diferenciada (IGC), o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag) e, pelo terceiro ano consecutivo, foram selecionadas para compor o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia negocia ainda ADRs (*American Depositary Receipts*) Nível 1 no mercado de balcão norte-americano sob o código TBLEY.

Em um ano em que o Ibovespa, índice que representa o desempenho dos 57 papéis de maior liquidez, valorizou 43,7% e que o Índice de Energia Elétrica da Bovespa (IEE), que congrega as ações do setor elétrico, apreciou 23,7%, as ações da Tractebel Energia, negociadas em 100% dos pregões da Bovespa, tiveram uma valorização de 23,1%. O volume médio diário negociado atingiu R\$ 15,6 milhões, 90,0% acima da média de 2006. No final do exercício, os papéis estavam cotados a R\$ 21,30/ação.

As ações apresentaram aumento na liquidez, devido, principalmente, à contratação, em 2007, de um formador de mercado, cujo contrato vai até setembro de 2008.



8.1. Relações com Investidores

O departamento de Relações com Investidores (telefone: 48 3221-7221) é responsável pela divulgação de informações sobre o desempenho da Companhia por meio de eventos, como o da Associação dos Analistas e Profissionais do Mercado de Capitais (Apimec), bem como por teleconferências e visitas às centrais geradoras, através do programa Por Dentro das Usinas. Mantém contato com investidores e analistas de mercado através desses eventos, reuniões diretas, contatos telefônicos e por meio do site de Relações com Investidores da Tractebel Energia.

9. Recursos Humanos

A política de Recursos Humanos da Tractebel Energia tem como base a valorização do ser humano e está estruturada de forma a sustentar a estratégia de negócio da Companhia. Para isso investe continuamente no desenvolvimento de programas que fortalecem atitudes e comportamentos alinhados à cultura organizacional.

Um dos instrumentos utilizados é a Pesquisa de Clima Organizacional, realizada a cada dois anos, com o objetivo de estreitar a relação de confiança entre a Companhia e os seus empregados. Em 2007, em pesquisa realizada pela Hay do Brasil, foi registrada uma melhoria no clima organizacional de 8 pontos percentuais, e 88% dos empregados consideraram a Tractebel Energia uma das melhores empresas para se trabalhar.

Outro aspecto que tem sido objeto de constante atenção da Companhia é o Programa de Sucessão, que abrange a contratação de novos empregados e a condução de um programa de desligamento voluntário vinculado à preparação de sucessores, com datas de saída programadas pela Companhia.

A Tractebel Energia encerrou 2007 com 917 empregados. No período foram admitidos 46 novos empregados e desligados 34.

Os serviços oferecidos pela Companhia demandam mão-de-obra especializada, exigindo um quadro de profissionais altamente qualificados: 36% têm formação universitária e 38% o segundo grau técnico.

A Tractebel Energia possui Acordos Coletivos de Trabalho assinados com sindicatos que representam seus empregados, em conformidade com as diretrizes da Organização Internacional do Trabalho (OIT) e inclui temas como reajuste salarial, planos de previdência, benefícios, segurança e saúde, equipamentos de proteção, treinamento e educação.

9.1. Saúde e Segurança

Em 2007, a Companhia passou a incluir em suas estatísticas de saúde e segurança do trabalho os empregados de empresas de serviços terceirizados, e desenvolveu diversas ações de conscientização sobre a importância de se ter um ambiente de trabalho seguro e saudável.

Como resultado, em 2007 não houve acidentes de trabalho fatais em suas instalações. A taxa de frequência foi de 1,86 e a taxa de gravidade de 0,07 para um total de 4.836.731 horas trabalhadas no ano por empregados próprios e por empregados de empresas de serviços terceirizados.

No exercício de 2007 foram efetuadas também as adequações previstas nas Normas Regulamentadoras NR 10 e NR 33, do Ministério do Trabalho e Emprego, voltadas à segurança dos trabalhadores que lidam com instalações elétricas e com espaço confinado.

Anualmente um *check-up* médico é realizado por todos os empregados. Além disso, todos possuem um Plano Individual de Saúde, que estabelece metas associadas, por exemplo, a peso e nível de colesterol, com base nos resultados dos exames de cada empregado.

9.2. Benefícios

A Tractebel Energia oferece aos empregados e seus dependentes um auxílio à recuperação da saúde, que cobre as áreas médica, odontológica, farmacêutica e psicológica.

Oferece também seguro de vida em grupo, cobertura para incapacidade e invalidez, licença maternidade e paternidade, auxílio creche e alimentação, previdência privada e auxílio no atendimento a portadores de necessidades especiais.

O Plano de Previdência Privada da Companhia, administrado pela PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, tem a participação de 94,3% dos empregados, em sua grande maioria em plano de contribuição definida. Em 2007, a Companhia repassou R\$ 8,8 milhões para este plano, e mais R\$ 1,0 milhão para o custeio de despesas administrativas daquela sociedade.

Ainda em 2007, a Tractebel Energia assinou um termo de adesão com a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), com o objetivo de voltar a patrocinar, nesta instituição, parte dos ex-empregados aposentados que são de sua responsabilidade e que optaram por não fazer parte do plano da Tractebel Energia na PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. Com esta decisão, a Tractebel Energia atendeu aos anseios de mais de 2.200 participantes.

9.3. Treinamento e Desenvolvimento

A Companhia possui programa de treinamento e desenvolvimento, além de oferecer auxílio à formação educacional em diferentes níveis acadêmicos. Em 2007, a média de treinamento por empregado foi de 80,5 horas/homem, 16,7% superior ao registrado no ano de 2006, que totalizou 69 horas/homem.

9.4. Remuneração e Participação nos Resultados

A política de remuneração da Companhia está alinhada às práticas de mercado e é monitorada por meio de pesquisas salariais.

Em 2007, foram distribuídos aos empregados R\$ 12,2 milhões como participação nos lucros do exercício anterior. A distribuição foi proporcional à remuneração e levou em consideração o desempenho individual e as metas alcançadas.

10. Responsabilidade Sócio-Ambiental

Promover rentabilidade e o desenvolvimento sustentável de longo prazo é um desafio constante. Para conciliar crescimento econômico com desenvolvimento social e proteção ao meio ambiente, a Companhia segue três princípios fundamentais:

- prover soluções sustentáveis sob os pontos de vista econômico, social e ambiental;
- controlar os impactos dos empreendimentos; e
- criar valor para os acionistas e a sociedade.

O plano de gestão ambiental da Companhia segue as premissas detalhadas no seu Código de Meio Ambiente, disponível em seu site (www.tractebelenergia.com.br). O documento prevê o controle permanente da emissão, deposição e aproveitamento de resíduos, a preservação dos recursos naturais e a recuperação de áreas ou ecossistemas degradados.

Além de cumprirem as condicionantes estabelecidas pelas licenças ambientais e a legislação vigente, todas as usinas da Tractebel Energia são abrangidas pelo Sistema Integrado de Gestão da Qualidade e Meio Ambiente, certificado conforme os requisitos da NBR ISO 9001 e da NBR ISO 14001.

Uma de suas usinas, a Unidade de Co-geração Lages, está oficialmente registrada junto ao Comitê Executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC), caracterizada pela realização de uma atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto. A termelétrica está, portanto, habilitada a gerar créditos de carbono para comercialização pela Lages Bioenergética. Em 2007, Lages fechou contrato de venda de 750.000 toneladas de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), volume que representa 40% do total de RCEs a serem emitidas, e que deverá ser entregue ao Prototype Carbon Fund (PCF) em parcelas anuais até 2013.

A Tractebel Energia possui três programas de atuação em questões sociais e culturais:

- Programa Tractebel Energia de Responsabilidade Social, com foco na melhoria na qualidade de vida de crianças de comunidades carentes, na área de atuação da Companhia. Em 2007, foram aplicados mais de R\$ 2,2 milhões;
- Programa Tractebel Energia de Melhoria Ambiental, com foco na educação ambiental, recuperação de áreas degradadas e reflorestamento nos locais onde a Companhia possui empreendimentos. Em 2007, destacamos o plantio de mais de 290 mil árvores nativas em áreas da Companhia ou adjacentes; e
- Programa Tractebel Energia de Desenvolvimento Cultural, com foco no desenvolvimento cultural das comunidades onde a Companhia está situada. Em 2007 foram aplicados mais de R\$ 1,6 milhão.

Também em 2007 foi instituído o Comitê de Sustentabilidade Tractebel Energia, que possui entre suas atribuições criar um sistema pró-ativo de responsabilidade sócio-ambiental, bem como assegurar a transparência das ações e o uso ético dos recursos aplicados.

11. Auditores Independentes

Conforme o disposto no Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente em 2007.

12. Agradecimentos

A Tractebel Energia agradece a seus empregados, clientes, fornecedores, acionistas, instituições financeiras, entidades governamentais, órgãos reguladores e todos aqueles que contribuíram para o desempenho da Companhia em 2007.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	<u>Nota</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
		<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
ATIVO CIRCULANTE					
Numerário disponível		6.694	7.454	25.170	23.593
Aplicações financeiras	4	565.061	186.352	768.921	233.247
Recursos vinculados a pagamento de obrigações		-	21.643	-	21.643
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	323.171	314.663	349.906	358.002
Dividendos a receber de controladas		91.006	103.021	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	8.285	23.623	11.169	26.707
Almoxarifado		49.289	22.719	50.068	23.623
Cauções e depósitos vinculados		18.375	51.511	19.785	53.947
Ativo fiscal diferido	7	12.091	19.683	12.160	21.351
Outros		26.906	20.666	27.172	29.939
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		<u>1.100.878</u>	<u>771.335</u>	<u>1.264.351</u>	<u>792.052</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Concessionárias e permissionárias	5	4.548	16.063	4.548	16.063
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	21.208	10.342	24.183	13.124
Cauções e depósitos vinculados		-	-	32.330	29.422
Depósitos judiciais	19	126.357	111.204	150.679	131.331
Alienação de bens e direitos	9	81.315	68.565	81.315	68.565
Ativo fiscal diferido	7	201.371	187.282	204.015	188.489
Outros		2.476	2.216	2.476	2.216
		<u>437.275</u>	<u>395.672</u>	<u>499.546</u>	<u>449.210</u>
Permanente					
Investimentos	10	1.156.481	843.659	113.407	36.873
Imobilizado	11	2.725.218	2.836.435	4.612.826	4.148.898
Intangível	12	2.185	1.256	75.492	77.310
Diferido		-	-	32.468	34.766
		<u>3.883.884</u>	<u>3.681.350</u>	<u>4.834.193</u>	<u>4.297.847</u>
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		<u>4.321.159</u>	<u>4.077.022</u>	<u>5.333.739</u>	<u>4.747.057</u>
TOTAL		<u>5.422.037</u>	<u>4.848.357</u>	<u>6.598.090</u>	<u>5.539.109</u>

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2007	2006	2007	2006
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	14	229.708	235.924	273.911	239.319
Dividendos e juros sobre o capital próprio	24	532.997	478.043	532.997	478.043
Empréstimos e financiamentos	15	71.255	256.152	121.024	306.079
Debêntures	16	32.138	15.004	56.560	37.834
Tributos e contribuições sociais	17	271.724	33.747	341.396	45.870
Obrigações estimadas		32.713	28.542	33.073	28.650
Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	18	38.820	31.364	46.574	35.135
Provisão para contingências	19	10.134	11.000	10.336	11.206
Benefícios pós-emprego	21	18.450	20.369	18.450	20.369
Outros		<u>37.793</u>	<u>40.107</u>	<u>45.475</u>	<u>44.307</u>
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		<u>1.275.732</u>	<u>1.150.252</u>	<u>1.479.796</u>	<u>1.246.812</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Exigível a Longo Prazo					
Empréstimos e financiamentos	15	345.302	344.197	970.731	610.251
Debêntures	16	560.302	200.000	664.919	323.344
Tributos e contribuições sociais	17	9.259	5.383	12.203	5.383
Provisões para contingências	19	63.229	53.041	68.040	56.289
Concessões a pagar	20	-	-	234.188	201.546
Benefícios pós-emprego	21	310.333	293.725	310.333	293.725
Passivo fiscal diferido	22	36.535	36.535	36.535	36.535
Outros		<u>4.492</u>	<u>653</u>	<u>4.492</u>	<u>653</u>
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		<u>1.329.452</u>	<u>933.534</u>	<u>2.301.441</u>	<u>1.527.726</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	23	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	23	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	23	<u>279.392</u>	<u>227.110</u>	<u>279.392</u>	<u>227.110</u>
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>2.816.853</u>	<u>2.764.571</u>	<u>2.816.853</u>	<u>2.764.571</u>
TOTAL		<u>5.422.037</u>	<u>4.848.357</u>	<u>6.598.090</u>	<u>5.539.109</u>

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
		<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
		<u>(Reclassificado)</u>		<u>(Reclassificado)</u>	
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
Fornecimento de energia elétrica		343.794	324.491	929.246	693.848
Suprimento de energia elétrica		2.543.455	2.276.942	2.421.532	2.291.922
Outras receitas		<u>19.719</u>	<u>17.756</u>	<u>13.938</u>	<u>19.338</u>
		<u>2.906.968</u>	<u>2.619.189</u>	<u>3.364.716</u>	<u>3.005.108</u>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL					
PIS e COFINS		(149.365)	(133.584)	(199.336)	(178.010)
ICMS		(61.103)	(52.598)	(95.260)	(92.887)
ISS		(377)	(361)	(377)	(361)
Pesquisa e desenvolvimento		<u>(22.563)</u>	<u>(24.661)</u>	<u>(26.316)</u>	<u>(28.318)</u>
		<u>(233.408)</u>	<u>(211.204)</u>	<u>(321.289)</u>	<u>(299.576)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		<u>2.673.560</u>	<u>2.407.985</u>	<u>3.043.427</u>	<u>2.705.532</u>
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS					
Energia elétrica comprada para revenda		(394.651)	(391.995)	(267.652)	(287.404)
Transações no âmbito da CCEE		(177.412)	(270.281)	(181.709)	(281.313)
Custo de produção de energia elétrica	25	(526.372)	(432.819)	(609.629)	(502.421)
Custo dos serviços prestados	25	<u>(10.830)</u>	<u>(10.254)</u>	<u>(10.830)</u>	<u>(10.254)</u>
		<u>(1.109.265)</u>	<u>(1.105.349)</u>	<u>(1.069.820)</u>	<u>(1.081.392)</u>
LUCRO BRUTO		<u>1.564.295</u>	<u>1.302.636</u>	<u>1.973.607</u>	<u>1.624.140</u>
DESPESAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	25	(179.038)	(169.719)	(216.757)	(210.149)
Despesas gerais e administrativas	25	(113.716)	(111.933)	(130.121)	(133.300)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	26	(258)	11.895	(2.229)	11.453
Ganhos em ações judiciais	27	<u>3.700</u>	<u>93.350</u>	<u>3.700</u>	<u>94.502</u>
		<u>(289.312)</u>	<u>(176.407)</u>	<u>(345.407)</u>	<u>(237.494)</u>
Resultado do serviço		<u>1.274.983</u>	<u>1.126.229</u>	<u>1.628.200</u>	<u>1.386.646</u>
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	10	185.838	120.284	-	300
Amortização de ágio	10	<u>(6.747)</u>	<u>(6.746)</u>	<u>(6.747)</u>	<u>(6.746)</u>
		<u>179.091</u>	<u>113.538</u>	<u>(6.747)</u>	<u>(6.446)</u>
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	28	82.025	92.761	100.602	107.666
Despesas financeiras	28	<u>(144.527)</u>	<u>(169.323)</u>	<u>(235.255)</u>	<u>(263.874)</u>
		<u>(62.502)</u>	<u>(76.562)</u>	<u>(134.653)</u>	<u>(156.208)</u>
RESULTADO OPERACIONAL		1.391.572	1.163.205	1.486.800	1.223.992
RESULTADO NÃO OPERACIONAL		<u>(1.507)</u>	<u>2.776</u>	<u>(1.462)</u>	<u>2.985</u>
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		1.390.065	1.165.981	1.485.338	1.226.977
Imposto de renda	8	(251.664)	(111.663)	(321.552)	(156.297)
Contribuição social	8	<u>(92.774)</u>	<u>(75.172)</u>	<u>(118.159)</u>	<u>(91.534)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>1.045.627</u>	<u>979.146</u>	<u>1.045.627</u>	<u>979.146</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO					
EM R\$		<u>1,60</u>	<u>1,50</u>	-	-

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - CONTROLADORA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2005	2.445.766	91.695	148.500	-	2.685.961
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	29.653	29.653
Lucro líquido do exercício	-	-	-	979.146	979.146
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	48.957	(48.957)	-
- reserva de retenção de lucros	-	-	29.653	(29.653)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-
ON – R\$ 1,4250471146 por ação	-	-	-	(930.189)	(930.189)
SALDOS EM 31.12.2006	2.445.766	91.695	227.110	-	2.764.571
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.045.627	1.045.627
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	52.282	(52.282)	-
- dividendos/juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-
ON – R\$ 1,5218031188 por ação	-	-	-	(993.345)	(993.345)
SALDOS EM 31.12.2007	2.445.766	91.695	279.392	-	2.816.853

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido do exercício	1.045.627	979.146	1.045.627	979.146
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido:				
Depreciação e amortização	176.521	159.004	229.119	208.364
Juros de não circulantes	25.350	35.533	42.876	54.062
Variação monetária de não circulantes	(28.808)	(23.564)	(16.551)	(15.175)
Resultado de equivalência patrimonial	(185.838)	(120.284)	-	(300)
Amortização de ágio	6.747	6.746	6.747	6.746
Constituição (reversão) de provisão operacional de não circulantes, líquida	8.120	(5.479)	10.364	(5.544)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(6.497)	45.736	(6.334)	49.469
Outros	3.813	(2.477)	5.482	(2.056)
	<u>1.045.035</u>	<u>1.074.361</u>	<u>1.317.330</u>	<u>1.274.712</u>
De terceiros				
Financiamentos e debêntures de longo prazo	353.423	-	746.073	-
Dividendos de controladas	219.943	159.021	-	-
Ativo realizável a longo prazo transferido para o circulante	22.335	28.981	24.729	30.489
Empréstimos e benefícios pós-emprego transferido para o não circulante	101.289	55.982	101.289	55.982
Baixa de provisão para manutenções programadas	-	16.025	-	16.055
Outros	130	803	1.466	803
	<u>697.120</u>	<u>260.812</u>	<u>873.557</u>	<u>103.329</u>
TOTAL DAS ORIGENS	<u>1.742.155</u>	<u>1.335.173</u>	<u>2.190.887</u>	<u>1.378.041</u>
APLICAÇÕES				
Aumento no ativo realizável a longo prazo	19.062	79.113	22.414	91.018
Ativo circulante transferido para o ativo realizável a longo prazo	7.592	53.159	7.592	53.159
Investimentos	351.771	2.025	81.378	-
Aplicação no imobilizado	67.586	64.347	672.419	69.040
Aplicação no intangível e diferido	1.428	299	7.626	303
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio	993.345	930.189	993.345	930.189
Empréstimos, financ. e debêntures transferidos para o circulante	70.478	248.935	138.289	315.727
Benefícios pós-emprego transferidos para o circulante	17.557	10.654	17.557	10.654
Outros passivos não circulantes transferidos para o circulante	9.273	10.405	10.952	11.855
TOTAL DAS APLICAÇÕES	<u>1.538.092</u>	<u>1.399.126</u>	<u>1.951.572</u>	<u>1.481.945</u>
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	<u>204.063</u>	<u>(63.953)</u>	<u>239.315</u>	<u>(103.904)</u>
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	1.100.878	771.335	1.264.351	792.052
No início do período	<u>771.335</u>	<u>784.949</u>	<u>792.052</u>	<u>836.532</u>
	<u>329.543</u>	<u>(13.614)</u>	<u>472.299</u>	<u>(44.480)</u>
Passivo Circulante				
No fim do período	1.275.732	1.150.252	1.479.796	1.246.812
No início do período	<u>1.150.252</u>	<u>1.099.913</u>	<u>1.246.812</u>	<u>1.187.388</u>
	<u>125.480</u>	<u>50.339</u>	<u>232.984</u>	<u>59.424</u>
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	<u>204.063</u>	<u>(63.953)</u>	<u>239.315</u>	<u>(103.904)</u>

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	1.045.627	979.146	1.045.627	979.146
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	176.521	159.004	229.119	208.364
Resultado de equivalência patrimonial	(185.838)	(120.284)	-	-
Amortização de ágio	6.747	6.746	6.747	6.746
Variação monetária e cambial, líquida	(33.137)	(12.711)	(16.320)	(1.938)
Juros líquidos	38.270	41.214	54.981	57.397
Constituição (reversão) de provisão operacional, líquida	4.781	(11.202)	6.758	(11.006)
Aplicações de recursos em pesquisa e desenvolvimento	-	31.364	-	35.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(6.497)	45.736	(6.334)	49.469
Outros	236	6.592	(1.465)	6.669
	1.046.710	1.125.605	1.319.113	1.329.923
Redução (aumento) nos ativos				
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	21.643	(21.643)	21.643	(21.643)
Consumidores e concessionárias	3.007	14.155	19.612	(11.371)
Tributos e contribuições sociais a compensar	5.795	(12.948)	5.861	(10.412)
Almoxxarifado	(26.570)	(204)	(26.445)	(111)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	32.849	(62.714)	33.061	(76.303)
Alienações de bens e direitos	(551)	3.703	9.333	3.273
Despesas antecipadas	(2.230)	7.424	(2.243)	7.700
Outros	(2.688)	4.080	(2.975)	3.568
	31.255	(68.147)	57.847	(105.299)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(6.216)	87.529	36.400	107.938
Empréstimos, financiamentos e debêntures	14.373	(898)	14.352	2.731
Tributos e contribuições sociais	243.718	(12.214)	303.993	(11.157)
Obrigações estimadas	6.288	3.738	6.295	3.732
Provisão para contingências	(5.615)	(11.852)	(6.806)	(11.983)
Benefícios pós-emprego	(29.334)	(30.374)	(29.334)	(30.374)
Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	7.456	-	11.399	-
Outros	3.318	2.767	3.548	1.001
	233.988	38.696	339.847	61.888
Recursos provenientes das atividades operacionais	1.311.953	1.096.154	1.716.807	1.286.512
Atividades de investimento				
Aplicação no imobilizado	(67.586)	(64.347)	(372.199)	(69.040)
Aplicação no intangível e diferido	(1.428)	(299)	(5.346)	(303)
Aumento em investimentos, líquido das disponibilidades de controlada adquirida	(351.771)	(2.025)	(327.001)	-
Dividendos recebidos de controladas	231.958	134.860	-	-
Recursos (utilizados nas) recebidos das atividades de investimentos	(188.827)	68.189	(704.546)	(69.343)
Atividades de financiamento				
Financiamentos e debêntures	353.423	-	693.363	-
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(132.268)	(177.169)	(202.041)	(243.541)
Liquidações de operações com <i>swaps</i>	(26.077)	(59.096)	(26.077)	(87.034)
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	(940.255)	(938.891)	(940.255)	(938.891)
Recursos utilizados nas atividades de financiamentos	(745.177)	(1.175.156)	(475.010)	(1.269.466)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	377.949	(10.813)	537.251	(52.297)
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	193.806	204.619	256.840	309.137
Saldo final	571.755	193.806	794.091	256.840
	377.949	(10.813)	537.251	(52.297)
Pagamentos efetuados no exercício				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	73.191	90.410	114.892	137.682
Imposto de renda e contribuição social	102.500	92.093	154.470	150.147
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	16.974	65.555	21.638	67.188
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio creditados	545.279	492.189	545.279	492.189
Dividendos propostos a receber de controladas	91.006	103.021	-	-
Ajuste de exercícios anteriores	-	29.653	-	29.953

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas e serviços	2.906.968	2.619.189	3.364.716	3.005.108
Ganhos em ações judiciais	3.700	93.350	3.700	94.502
Resultado não operacional	(1.507)	2.776	(1.462)	2.985
	<u>2.909.161</u>	<u>2.715.315</u>	<u>3.366.954</u>	<u>3.102.595</u>
(-) Insumos				
Materiais	(21.271)	(22.220)	(23.299)	(23.897)
Serviços de terceiros	(75.045)	(67.727)	(87.539)	(78.240)
Combustível para produção de energia	(118.684)	(95.575)	(126.960)	(102.070)
Energia elétrica comprada para revenda	(394.651)	(391.995)	(267.652)	(287.404)
Transações no âmbito da CCEE	(177.412)	(270.281)	(181.709)	(281.313)
Encargos de uso da rede elétrica	(169.161)	(162.625)	(205.762)	(202.545)
Seguros	(6.798)	(6.097)	(7.924)	(7.561)
Outros	(21.460)	(3.966)	(23.715)	(9.734)
	<u>(984.482)</u>	<u>(1.020.486)</u>	<u>(924.560)</u>	<u>(992.764)</u>
VALOR ADICIONADO BRUTO	1.924.679	1.694.829	2.442.394	2.109.831
Depreciação e amortização	(176.521)	(159.004)	(229.119)	(208.364)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	1.748.158	1.535.825	2.213.275	1.901.467
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	82.025	92.761	100.602	107.666
Resultado de participações societárias	179.091	113.538	(6.747)	(6.446)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	<u>2.009.274</u>	<u>1.742.124</u>	<u>2.307.130</u>	<u>2.002.687</u>

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2007	%	2006	%	2007	%	2006	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	94.073	4,7	81.782	4,7	95.777	4,2	83.432	4,2
Benefícios	23.802	1,2	21.622	1,2	24.101	1,0	21.885	1,1
Participação nos resultados	13.001	0,6	11.901	0,7	13.038	0,6	11.938	0,6
	<u>130.876</u>	<u>6,5</u>	<u>115.305</u>	<u>6,6</u>	<u>132.916</u>	<u>5,8</u>	<u>117.255</u>	<u>5,9</u>
Do capital de terceiros								
Encargos e variações monetárias/cambiais	119.134	5,9	152.838	8,8	167.084	7,2	216.720	10,8
Outras despesas financeiras	6.028	0,3	3.646	0,2	6.764	0,3	5.391	0,3
Aluguéis	7.334	0,4	5.524	0,3	7.907	0,4	6.491	0,3
	<u>132.496</u>	<u>6,6</u>	<u>162.008</u>	<u>9,3</u>	<u>181.755</u>	<u>7,9</u>	<u>228.602</u>	<u>11,4</u>
Do governo								
Impostos, taxas e contribuições	252.985	12,6	220.171	12,7	345.438	15,0	309.285	15,4
Encargos setoriais	102.852	5,1	78.659	4,5	127.381	5,5	95.588	4,8
Encargos s/concessão ANEEL	-	-	-	-	34.302	1,5	24.980	1,2
IR e CSLL	344.438	17,2	186.835	10,7	439.711	19,0	247.831	12,4
	<u>700.275</u>	<u>34,9</u>	<u>485.665</u>	<u>27,9</u>	<u>946.832</u>	<u>41,0</u>	<u>677.684</u>	<u>33,8</u>
Do capital próprio								
Reserva legal	52.282	2,6	48.957	2,8	52.282	2,3	48.957	2,4
Dividendos e juros s/ capital próprio	993.345	49,4	930.189	53,4	993.345	43,0	930.189	46,5
	<u>1.045.627</u>	<u>52,0</u>	<u>979.146</u>	<u>56,2</u>	<u>1.045.627</u>	<u>45,3</u>	<u>979.146</u>	<u>48,9</u>
	<u>2.009.274</u>	<u>100,0</u>	<u>1.742.124</u>	<u>100,0</u>	<u>2.307.130</u>	<u>100,0</u>	<u>2.002.687</u>	<u>100,0</u>

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 ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O controle acionário da Companhia pertence à Suez Energy South America Participações Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Société Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França.

Em março de 2007, a Companhia adquiriu, por R\$ 28.793, o equivalente a 2,82% de participação acionária na Machadinho Energética S.A. – MAESA, a qual é uma Sociedade de Propósito Específico – SPE que explora, através de consórcio, a usina hidrelétrica Machadinho.

A capacidade instalada da Tractebel Energia, incluindo a propriedade indireta das UHIs Itá, Cana Brava, Machadinho e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.881 MW, dos quais 79,37% em usinas hidrelétricas e 20,63% em termelétricas, constituída 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 Charquedas (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 o contrato para compra de longo prazo firmado com a controlada Itá Energética S.A. – ITASA, é de 5.918 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 11-d.

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 possui autorização para explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC), e da Tractebel Energia Comercializadora Ltda., empresa que comercializa energia no mercado livre de negociação.

Em junho de 2007, a Companhia adquiriu, da sua controladora Suez Energy South America Participações Ltda., o controle acionário da Companhia Energética São Salvador – CESS, correspondente a 99,99% das ações representativas do capital social, pelo valor de R\$ 304.000. A CESS é uma Sociedade de Propósito Específico – SPE constituída para construir e operar a Usina Hidrelétrica São Salvador.

A Companhia também adquiriu, através da controlada integral Delta Energética, em novembro de 2007, o controle acionário da Seival Participações S.A., correspondente a 100% das ações ordinárias representativas do capital social, pelo valor de R\$ 23.813. A Seival Participações S.A. detém 99,99% das quotas do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda., constituída como uma Sociedade de Propósito Específico – SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral.

As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 10-b.

A Tractebel Energia, através do Fato Relevante divulgado em 13.12.2007, comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que sua controlada integral Energia América do Sul Ltda., adquiriu o controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A., pelo valor total de R\$ 592.000, o qual será pago desde que satisfeitas determinadas condições constantes do contrato de compra e venda de ações celebrado naquela data, dentre elas, a anuência prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a aprovação do BNDES. A Ponte de Pedra Energética S.A. detém a concessão da usina hidrelétrica Ponte de Pedra, com capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios, localizada no Rio Correntes, no Estado de Mato Grosso, em operação comercial desde setembro de 2005. A referida aquisição pela Energia América do Sul Ltda. constitui para a Tractebel Energia investimento relevante, e se enquadra nas disposições do artigo 256 da Lei n.º 6.404/76, razão pela qual será submetida à ratificação de acionistas em assembléia geral. A aquisição da usina Ponte de Pedra representa mais um passo da Tractebel Energia em sua estratégia de crescimento no setor elétrico brasileiro.

2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão apresentadas com valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de maneira diferente. Com o objetivo de aprimoramento das informações prestadas ao mercado, estão sendo apresentadas, como informações suplementares, as demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado.

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo “Deduções à receita operacional”. De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a receita operacional bruta e as deduções à receita bruta relativas ao exercício de 2006, passaram, respectivamente, de R\$ 2.638.577 e R\$ 230.592 para R\$ 2.619.189 e R\$ 211.204, na controladora, e de R\$ 3.060.737 e R\$ 355.205 para R\$ 3.005.108 e R\$ 299.576, no consolidado.

3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) **Aplicações financeiras** - são registradas 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.

b) **Provisão para créditos de liquidação duvidosa** - constituída em montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir prováveis riscos na realização de créditos a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e de outros créditos, com base em análise individual dos créditos existentes.

c) **Imposto de renda e 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 nas diferenças temporárias. A segregação entre circulante e não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

d) **Almoxarifado** - estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

e) **Ativos indexados** - são atualizados até a data do balanço.

f) **Investimentos** - 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;

g) **Imobilizado** - é registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas estão demonstradas na Nota 11-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.

h) **Empréstimos, financiamentos e debêntures** - são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 15 e Nota 16). Os encargos decorrentes de ambos são apropriados até a data do balanço.

i) **Demais obrigações** - são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

j) **Provisão para contingências** - são constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, cíveis, trabalhistas, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

k) **Benefícios pós-emprego** - são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, complementados pelos valores projetados atuarialmente e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas (ver Nota 21).

l) **Resultado do exercício** - as receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

m) **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.

n) **Uso de estimativas** - a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas e de realização do respectivo ativo fiscal diferido.

o) **Ajuste a valor presente** - os ativos e passivos não circulantes contratados a preços futuros são ajustados a valor presente, com a taxa de desconto de 10% a.a., usualmente praticada no setor elétrico.

p) Demonstrações contábeis 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 10-b).

Em face da participação da controladora nas demais sociedades controladas ser de 99,99%, não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

4 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Citibank - Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais e Privados ⁽¹⁾				
Nota do Tesouro Nacional - NTN - B	424.512	-	535.435	-
Debêntures	30.092	-	37.955	-
Letra do Tesouro Nacional - LTN	<u>241</u>	<u>153.637</u>	<u>303</u>	<u>153.637</u>
	454.845	153.637	573.693	153.637
Certificado de Depósito Bancário - CDB	20.473	32.715	25.823	32.715
Letra do Tesouro Nacional - LTN	40.410	-	50.969	-
Letra Financeira do Tesouro - LFT	<u>49.333</u>	<u>-</u>	<u>62.224</u>	<u>-</u>
	<u>565.061</u>	<u>186.352</u>	<u>712.709</u>	<u>186.352</u>
Instituições Financeiras ⁽²⁾				
Certificado de Depósito Bancário - CDB	-	-	31.657	16.518
Notas do Tesouro Nacional - NTN - D	-	-	3.634	4.508
Operações Compromissadas com Títulos Privados e Públicos Federais ⁽¹⁾				
Debêntures	-	-	20.921	22.165
Letra Financeira do Tesouro - LFT	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.704</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>56.212</u>	<u>46.895</u>
	565.061	186.352	768.921	233.247
Banco Santos				
Certificado de Depósito Bancário - CDB	1.777	1.777	2.603	2.603
(-) Provisão para perdas	<u>(1.777)</u>	<u>(1.777)</u>	<u>(2.603)</u>	<u>(2.603)</u>
	<u>565.061</u>	<u>186.352</u>	<u>768.921</u>	<u>233.247</u>

A Companhia estruturou as suas aplicações financeiras através da concentração dos recursos em um Fundo de Investimento Exclusivo e Multimercado, o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

Os fundos exclusivos não possuem obrigações financeiras significativas, estando estas limitadas aos honorários de serviços de administração dos ativos, de execução das transações de investimentos e de auditoria, além de irrelevantes despesas gerais e administrativas.

Na carteira do fundo, em 31.12.2007, estão registradas operações no mercado futuro de taxa de juros (DI Futuro BMI⁽¹⁾), que tem por objetivo transformar alocações pré-fixadas em alocações indexadas ao CDI. Os resultados dessas operações são compensados com os apresentados na carteira de títulos acima mencionada. O saldo consolidado dessas transações em 31.12.2007 é de R\$ 38.678.

Estas operações têm os seguintes valores, datas de vencimento e características:

	Valor	Vencimento	Carteira protegida	Vencimento
DI Futuro	14.988	02.01.2008	LTN	01.01.2009
DI Futuro	<u>23.690</u>	01.07.2008	LTN	01.01.2008
	<u>38.678</u>			

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída para cobrir possíveis perdas decorrentes das aplicações em CDB que a Companhia e a controlada CEM possuem no Banco Santos, o qual teve a sua falência decretada em 2005.

⁽¹⁾ São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas por uma taxa pré-fixada e estão lastreadas em títulos públicos federais e em títulos privados.

⁽²⁾ Banco do Brasil, Banco Safra, Banco Santander, Banco Votorantim, Banco Itaú, ABN Amro Real, UNIBANCO, HSBC e Tesouro Nacional.

5 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				2006 Total
	Vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	192.569	-	-	192.569	181.914
Comercializadoras	82.232	-	-	82.232	75.307
Consumidores livres	26.561	1.816	6	28.383	29.324
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Correntes	6.185	127	-	6.312	-
- Parcelamentos	11.350	-	-	11.350	19.537
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	1.373	212	-	1.585	7.841
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	<u>109.873</u>	<u>-</u>	<u>11.947</u>	<u>121.820</u>	<u>121.820</u>
	<u>128.781</u>	<u>339</u>	<u>11.947</u>	<u>141.067</u>	<u>149.198</u>
	430.143	2.155	12.693	444.991	436.483
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	<u>(109.873)</u>	<u>-</u>	<u>(11.947)</u>	<u>(121.820)</u>	<u>(121.820)</u>
	<u>320.270</u>	<u>2.155</u>	<u>746</u>	<u>323.171</u>	<u>314.663</u>
Não Circulante					
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Parcelamentos	3.658	-	-	3.658	13.820
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	<u>890</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>890</u>	<u>2.243</u>
	4.548	-	-	4.548	16.063

	Consolidado				2006 Total
	Vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	195.483	-	-	195.483	184.662
Comercializadoras	42.999	-	-	42.999	75.136
Consumidores livres	84.203	4.143	6	88.352	67.838
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Correntes	7.392	137	-	7.529	380
- Parcelamentos	11.350	-	-	11.350	19.537
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	1.373	212	-	1.585	7.841
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	<u>110.498</u>	<u>-</u>	<u>13.944</u>	<u>124.442</u>	<u>124.442</u>
	<u>130.613</u>	<u>349</u>	<u>13.944</u>	<u>144.906</u>	<u>152.200</u>
	453.298	4.492	14.690	472.480	480.576
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	<u>(110.498)</u>	<u>-</u>	<u>(12.076)</u>	<u>(122.574)</u>	<u>(122.574)</u>
	<u>342.800</u>	<u>4.492</u>	<u>2.614</u>	<u>349.906</u>	<u>358.002</u>
Não Circulante					
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	3.658	-	-	3.658	13.820
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	<u>890</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>890</u>	<u>2.243</u>
	4.548	-	-	4.548	16.063

Os valores vencidos há mais de 90 dias relativos a transações no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) referem-se a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os valores vincendos foi constituída 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 Acordo Geral do Setor Elétrico.

6 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Circulante				
ICMS	42.764	44.375	44.894	45.857
Imposto de renda	-	9.021	681	10.369
Contribuição social	-	2.945	-	3.199
COFINS	2.256	1.139	2.316	1.139
PIS	490	249	503	249
INSS	<u>2.913</u>	<u>7.245</u>	<u>2.913</u>	<u>7.245</u>
	48.423	64.974	51.307	68.058
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	<u>(40.138)</u>	<u>(41.351)</u>	<u>(40.138)</u>	<u>(41.351)</u>
	<u>8.285</u>	<u>23.623</u>	<u>11.169</u>	<u>26.707</u>
Não Circulante				
ICMS	3.934	3.110	6.897	5.880
COFINS	8.762	5.943	8.772	5.953
PIS	1.902	1.289	1.904	1.291
INSS	<u>6.610</u>	<u>-</u>	<u>6.610</u>	<u>-</u>
	<u>21.208</u>	<u>10.342</u>	<u>24.183</u>	<u>13.124</u>

A provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS é decorrente do imposto incidente sobre a aquisição de gás natural para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, e foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total de tais créditos, tendo em vista que a venda de energia elétrica naquele Estado ocorria com diferimento de ICMS.

7 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

Controladora					
Natureza dos créditos	2007				2006
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	146.550	36.637	-	36.637	34.167
Benefícios pós-emprego	190.812	47.703	17.173	64.876	57.120
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	121.820	30.455	10.964	41.419	41.419
Provisão para contingências	106.505	26.626	9.586	36.212	33.565
Provisão para perdas com créditos de ICMS	40.138	10.035	3.612	13.647	14.060
Depreciação acelerada na UTE W. Arjona	25.190	6.298	2.267	8.565	9.701
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	5.091	1.273	458	1.731	5.731
Ajuste a valor presente de valores a receber	20.181	5.045	1.816	6.861	8.598
Provisão para perdas em aplicações financeiras	1.777	444	160	604	604
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	4.787	1.197	431	1.628	-
Outros	3.770	942	340	1.282	2.000
		<u>166.655</u>	<u>46.807</u>	<u>213.462</u>	<u>206.965</u>
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		9.860	2.231	12.091	19.683
Não circulante		<u>156.795</u>	<u>44.576</u>	<u>201.371</u>	<u>187.282</u>
		<u>166.655</u>	<u>46.807</u>	<u>213.462</u>	<u>206.965</u>

Consolidado					
Natureza dos créditos	2007				2006
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	146.550	36.637	-	36.637	34.167
Benefícios pós-emprego	190.812	47.703	17.173	64.876	57.120
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.675
Provisão para contingências	110.257	27.564	9.924	37.488	34.305
Provisão para perdas com créditos de ICMS	40.138	10.035	3.612	13.647	14.060
Depreciação acelerada na UTE W. Arjona	25.190	6.298	2.267	8.565	9.701
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	5.091	1.273	458	1.731	5.731
Ajuste a valor presente de valores a receber	20.181	5.045	1.816	6.861	8.598
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	885
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	6.416	1.604	578	2.182	-
Outros	4.787	1.197	431	1.628	3.598
		<u>168.650</u>	<u>47.525</u>	<u>216.175</u>	<u>209.840</u>
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		9.911	2.249	12.160	21.351
Não circulante		<u>158.739</u>	<u>45.276</u>	<u>204.015</u>	<u>188.489</u>
		<u>168.650</u>	<u>47.525</u>	<u>216.175</u>	<u>209.840</u>

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.

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.

O horizonte de realização do ativo fiscal diferido e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido, registrado</u>		
2008	12.091	12.160
2009	13.789	14.235
2010	12.663	12.746
2011	20.614	21.328
2012	39.037	39.482
2013 a 2015	89.886	90.808
2016 e 2017	<u>25.382</u>	<u>25.416</u>
	<u>213.462</u>	<u>216.175</u>
<u>Ativo fiscal diferido, não registrado</u>		
2018	3.664	3.664
2019	3.492	3.492
2020	734	734
2021	734	734
2022	734	734
2023 a 2025	2.202	2.202
2026 a 2028	2.202	2.202
2029 em diante	<u>1.686</u>	<u>1.686</u>
	<u>15.448</u>	<u>15.448</u>
	<u>228.910</u>	<u>231.623</u>

O ativo fiscal diferido não registrado corresponde a Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC. A sua realização ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, em observância à Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

8 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2007		2006	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	1.390.065	1.390.065	1.165.981	1.165.981
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.747	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	3.178	-	1.784	-
Doações	2.242	2.242	2.235	2.235
Outras despesas indedutíveis	354	354	314	314
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(185.838)	(185.838)	(120.284)	(120.284)
Juros sobre o capital próprio	(176.000)	(176.000)	(213.000)	(213.000)
Baixa de provisão para perda da UTE Jacuí	-	-	(303.131)	-
RIC ^(*)				
UTE Jacuí	-	-	(71.263)	-
Demais ativos	(14.636)	-	(13.630)	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	1.026.112	1.030.823	455.752	835.246
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	(256.528)	(92.774)	(113.938)	(75.172)
Complemento do IR diferido sobre a RIC ^(*)	2.471	-	-	-
Incentivos fiscais	2.369	-	2.181	-
Outros	24	-	94	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	(251.664)	(92.774)	(111.663)	(75.172)
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(257.095)	(93.840)	(98.489)	(42.610)
Diferido	5.431	1.066	(13.174)	(32.562)
	(251.664)	(92.774)	(111.663)	(75.172)

^(*) RIC – Remuneração das Imobilizações em Curso

	Consolidado			
	2007		2006	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	1.485.338	1.485.338	1.226.977	1.226.977
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.747	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	3.509	-	1.999	-
Doações	2.490	2.490	5.726	5.726
Perdas com operações de <i>swaps</i>	-	-	8.243	8.243
Outras despesas indedutíveis	272	272	345	345
Exclusões				
Juros sobre o capital próprio	(176.000)	(176.000)	(213.000)	(213.000)
Baixa de provisão para perda da UTE Jacuí RIC ^(*)	-	-	(303.131)	-
UTE Jacuí	-	-	(71.263)	-
Demais ativos	(14.636)	-	(13.630)	-
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(5.508)	(3.995)	(12.801)	(10.951)
Outros	-	-	(300)	(300)
Base de cálculo dos tributos no resultado	1.302.212	1.308.105	635.911	1.017.040
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	(325.553)	(117.729)	(158.978)	(91.534)
IR e CS de exercícios anteriores	(1.195)	(430)	-	-
Complemento do IR diferido sobre a RIC ^(*)	2.471	-	-	-
Incentivos fiscais	2.617	-	2.503	-
Outros	108	-	178	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	<u>(321.552)</u>	<u>(118.159)</u>	<u>(156.297)</u>	<u>(91.534)</u>
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(326.894)	(119.151)	(140.376)	(57.986)
Diferido	<u>5.342</u>	<u>992</u>	<u>(15.921)</u>	<u>(33.548)</u>
	<u>(321.552)</u>	<u>(118.159)</u>	<u>(156.297)</u>	<u>(91.534)</u>

(*) RIC – Remuneração das Imobilizações em Curso

9 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Registra os valores a receber da Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA relativos à venda do empreendimento termelétrico Jacuí. 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, a qual, nos termos do contrato, assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto.

Em garantia ao cumprimento das obrigações contratuais, incluindo o pagamento do preço de compra, a ELEJA deu à Tractebel Energia, em promessa de penhor e hipoteca, os direitos, bens, máquinas, imóveis e seus acessórios, que foram objeto do contrato de compra e venda entre as partes.

De acordo com as condições contratuais, os valores da venda estão sendo atualizados pelo IGP-DI e serão recebidos em 36 parcelas a partir da data de início da operação comercial da UTE Jacuí ou da data que se completarem quatro anos, contados a partir da venda.

Considerando que os valores contratuais estão a preço futuro, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente, aplicando a taxa de desconto de 10% a.a. Os valores nominais e os descontados a valor presente, na controladora e no consolidado, são como se segue:

	2007	2006
Valor da alienação	101.496	93.855
(-) Ajuste a valor presente	<u>(20.181)</u>	<u>(25.290)</u>
	<u>81.315</u>	<u>68.565</u>

10 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Participações societárias permanentes:				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência Patrimonial	1.062.602	806.786	-	-
Ágio	63.067	34.757	82.595	34.757
Avaliadas pelo custo de aquisição	28.796	3	28.796	3
Bens e direitos para uso futuro	1.895	1.742	1.895	1.742
Outros investimentos	<u>121</u>	<u>371</u>	<u>121</u>	<u>371</u>
	<u>1.156.481</u>	<u>843.659</u>	<u>113.407</u>	<u>36.873</u>

b) Participações societárias permanentes

b.1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Empresas	2007				2006	
	Lote de Mil Ações ou Quotas	Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido
Itá Energética S.A. – ITASA	253.607	48,75	29.617	583.424	28.380	567.580
Companhia Energética Meridional - CEM	344.528	99,99	99.436	443.744	88.217	480.558
Companhia Energética São Salvador - CESS	268.943	99,99	-	268.943	-	-
Lages Bioenergética Ltda.	30.530	99,99	7.929	40.345	15.929	32.416
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	99,99	64.066	4.200	2.031	17.113
Delta Energética S.A.	20.960	99,99	(31)	20.898	(28)	3
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda.	50	99,99	-	50	-	-

Movimentação dos investimentos

Equivalência Patrimonial

Empresas	Saldos em 31.12.2006	Constituição/Aquisição Empresa	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Dividendos	Saldos em 31.12.2007
ITASA	276.695	-	-	14.438	(6.714)	284.419
CEM	480.558	-	-	99.436	(136.250)	443.744
CESS	-	268.943	-	-	-	268.943
Lages Bioenergética	32.416	-	-	7.929	-	40.345
Tractebel Energia Comercializadora	17.113	-	-	64.066	(76.979)	4.200
Delta Energética	4	-	20.925	(31)	-	20.898
Lagoa Formosa	-	50	-	-	-	50
Outras	-	3	-	-	-	3
	<u>806.786</u>	<u>268.996</u>	<u>20.925</u>	<u>185.838</u>	<u>(219.943)</u>	<u>1.062.602</u>

Ágio

Empresas	Saldos em 31.12.2006	Aquisição Empresa	Amortização	Saldos em 31.12.2007
ITASA	8.010	-	(2.289)	5.721
CEM	26.747	-	(4.458)	22.289
CESS	-	<u>35.057</u>	-	<u>35.057</u>
Controladora	34.757	35.057	(6.747)	63.067
Delta Energética				
Seival Participações	-	<u>19.528</u>	-	<u>19.528</u>
Consolidado	<u>34.757</u>	<u>54.585</u>	<u>(6.747)</u>	<u>82.595</u>

Informações sobre as controladas

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 ANEEL, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada ITASA tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

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 de 35 anos.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados, nas demonstrações contábeis que estão sendo apresentadas, na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	2007	2006
Ativo circulante	69.220	74.786
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	4.177	3.743
Permanente	<u>976.714</u>	<u>1.022.962</u>
	<u>980.891</u>	<u>1.026.705</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>1.050.111</u>	<u>1.101.491</u>
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	115.277	109.534
Passivo não circulante		
Exigível a longo prazo	351.410	424.377
Patrimônio líquido	<u>583.424</u>	<u>567.580</u>
TOTAL DO PASSIVO	<u>1.050.111</u>	<u>1.101.491</u>
RESULTADO		
Receitas operacionais brutas	220.442	219.049
Deduções da receita operacional	<u>(22.314)</u>	<u>(22.280)</u>
Receitas líquidas de vendas	<u>198.128</u>	<u>196.769</u>
CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	<u>(58.934)</u>	<u>(45.447)</u>
LUCRO BRUTO	<u>139.194</u>	<u>151.322</u>
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(24.296)	(29.926)
Despesas gerais e administrativas	<u>(20.236)</u>	<u>(19.526)</u>
	<u>(44.532)</u>	<u>(49.452)</u>
Resultado do serviço	94.662	101.870
Despesas financeiras, líquidas	<u>(50.006)</u>	<u>(59.434)</u>
RESULTADO OPERACIONAL	44.656	42.436
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	<u>93</u>	<u>432</u>
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	44.749	42.868
Imposto de renda e contribuição social	<u>(15.132)</u>	<u>(14.488)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>29.617</u>	<u>28.380</u>

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.

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 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.

Companhia Energética São Salvador – CESS (controlada)

Em 2007, a Companhia adquiriu a totalidade das ações de emissão da CESS, detidas pela sua controladora SUEZ Energy South America Participações Ltda.

A CESS é titular da concessão do aproveitamento hidrelétrico São Salvador, que possui 243,2 MW de capacidade instalada e 148,5 MW médios de energia assegurada. Em outubro de 2006, a CESS comercializou no 3º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2011, 148 MW médios com empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

O preço pago pela Companhia foi de R\$ 304.000 à vista, valor esse que deverá ser acrescido de R\$ 18.000, caso ocorra a concatenação entre a data do início dos pagamentos relativos ao Uso do Bem Público - UBP e o início do fornecimento de energia elétrica, originalmente previsto para 2011 nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica - CCEARs.

O ágio pago na aquisição do controle acionário foi de R\$ 35.057 e será adicionado de R\$ 18.000 caso seja concretizada a condição acima mencionada. O referido ágio tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e será amortizado a partir do início da operação comercial, previsto para 2009. 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.

Pela outorga da concessão onerosa da UHE São Salvador, a CESS pagará à União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o valor original de R\$ 555.000, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado. De acordo com o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, datado de 18.07.2007, o início do pagamento dar-se-á a partir da operação comercial da 1ª unidade geradora da UHE São Salvador, ou a partir do início da entrega da energia objeto de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, o que ocorrer primeiro, até o término da concessão, em abril de 2037.

Ainda conforme o referido aditivo, este valor foi atualizado anualmente pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M até a data do aditivo contratual, em 18.07.2007, e a partir desta data, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Os valores contratuais atualizados são os seguintes:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Valor anual	33.009	30.164
Parcelas mensais (1/12)	2.751	2.514
Valor nominal total	935.264	904.909
Valor presente total	286.317	278.000

O valor presente total foi calculado com base na taxa de desconto de 10% a.a., tradicionalmente utilizada no setor elétrico brasileiro, considerando os pagamentos no período de 01.01.2009 a 23.04.2037.

Lages Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lages detém a autorização 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 autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A Usina de Cogeração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo - MDL da ONU por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (controlada)

A Sociedade tem por 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 como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Delta Energética S.A. (controlada)

Em 2007, a controlada adquiriu a totalidade das ações de emissão da Seival Participações S.A.. A Seival é uma *holding* de propósito específico, detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda., com sede na cidade de Porto Alegre - RS.

A aquisição da Seival Participações acrescenta ganhos ao desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai a partir de 2012, uma vez que detém os direitos (incluindo autorização da ANEEL, licença prévia e opção de compra de imóvel) para implantar e explorar uma termelétrica a carvão em Candiota - RS, com potência instalada de até 540 MW.

O preço da aquisição foi de R\$ 23.813, dos quais foram pagos, até 31.12.2007, R\$ 20.813, remanescendo o saldo de R\$ 3.000 que será quitado de acordo com o cumprimento das condições estabelecidas contratualmente.

O ágio apurado na aquisição do controle acionário foi de R\$ 19.528, o qual foi determinado com base em análise econômico-financeira e avaliação dos benefícios que a aquisição do projeto proporcionará à Companhia, e será amortizado a partir do início da operação comercial.

Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lagoa Formosa Bioenergética Ltda., Sociedade de Propósito Específico - SPE, controlada integral da Tractebel Energia, foi constituída com o objetivo de construir a Usina Cogeração São João, um empreendimento à biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini Açúcar e Alcool Ltda., pertencente ao Grupo Dedini Agro.

Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer tal parceria. A Tractebel Energia, entretanto, terá direito a uma compensação financeira a título de indenização pelo descumprimento dos termos contratados entre as partes. O projeto havia vendido 23 MW médios, a partir de 2010, no 1º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, em junho do ano corrente, cujo compromisso de implantação e entrega permanece com a Dedini.

b.2) Avaliadas pelo custo de aquisição

Machadinho Energética S.A. – MAESA

Em março de 2007, a Companhia adquiriu por R\$ 28.793, representando 2,82% de participação acionária na Machadinho Energética S.A. – MAESA. A MAESA é uma Sociedade de Propósito Específico - SPE que explora, através de consórcio, a usina hidrelétrica Machadinho. O Consórcio Machadinho é composto pela MAESA e pela Tractebel Energia, com participações de 83,06% e 16,94%, respectivamente. Em consequência desta aquisição, a Tractebel Energia aumentou a sua participação total na concessão e no consórcio em 2,34%, passando para 19,28%.

11 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora			
		2007			2006
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UIIE Salto Santiago	2,5	640.926	(505.695)	135.231	150.495
UIIE Salto Osório	2,7	311.678	(236.477)	75.201	70.754
UIIE Passo Fundo	2,4	119.752	(91.566)	28.186	30.353
UIIE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.071	(25.735)	154.336	159.065
UHE Itá (em consórcio)	3,6	<u>1.233.790</u>	<u>(221.061)</u>	<u>1.012.729</u>	<u>1.060.782</u>
		<u>2.486.217</u>	<u>(1.080.534)</u>	<u>1.405.683</u>	<u>1.471.449</u>
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.485.256	(1.353.746)	1.131.510	1.188.778
UTE Charquedas	6,2	58.808	(50.504)	8.304	7.338
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.310)	979	851
UTE William Arjona	4,3	<u>174.657</u>	<u>(75.314)</u>	<u>99.343</u>	<u>105.220</u>
		<u>2.727.010</u>	<u>(1.486.874)</u>	<u>1.240.136</u>	<u>1.302.187</u>
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	<u>46.028</u>	<u>(21.176)</u>	<u>24.852</u>	<u>17.403</u>
		<u>5.259.255</u>	<u>(2.588.584)</u>	<u>2.670.671</u>	<u>2.791.039</u>
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica		20.452	-	20.452	17.088
Geração Térmica		41.375	-	41.375	31.778
Equipamentos Gerais e Outros		<u>2.200</u>	<u>-</u>	<u>2.200</u>	<u>6.024</u>
		<u>64.027</u>	<u>-</u>	<u>64.027</u>	<u>54.890</u>
Total das imobilizações		<u>5.323.282</u>	<u>(2.588.584)</u>	<u>2.734.698</u>	<u>2.845.929</u>
Obrigações especiais		<u>(9.480)</u>	<u>-</u>	<u>(9.480)</u>	<u>(9.494)</u>
		<u>5.313.802</u>	<u>(2.588.584)</u>	<u>2.725.218</u>	<u>2.836.435</u>

Consolidado					
2007				2006	
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	640.926	(505.695)	135.231	150.495
UHE Salto Osório	2,7	311.678	(236.477)	75.201	70.754
UHE Passo Fundo	2,4	119.752	(91.566)	28.186	30.353
UHE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.071	(25.735)	154.336	159.065
UHE Itá (em consórcio)	3,6	1.776.708	(315.999)	1.460.709	1.521.266
UHE Cana Brava	3,0	<u>874.550</u>	<u>(119.016)</u>	<u>755.534</u>	<u>780.930</u>
		<u>3.903.685</u>	<u>(1.294.488)</u>	<u>2.609.197</u>	<u>2.712.863</u>
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.485.256	(1.353.746)	1.131.510	1.188.778
UTE Charqueadas	6,2	58.808	(50.504)	8.304	7.338
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.310)	979	851
UTE William Arjona	4,3	174.657	(75.314)	99.343	105.220
Unidade de Cogeração Lages	4,3	<u>74.148</u>	<u>(11.535)</u>	<u>62.613</u>	<u>65.238</u>
		<u>2.801.158</u>	<u>(1.498.409)</u>	<u>1.302.749</u>	<u>1.367.425</u>
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	<u>46.194</u>	<u>(21.278)</u>	<u>24.916</u>	<u>17.492</u>
		<u>6.751.037</u>	<u>(2.814.175)</u>	<u>3.936.862</u>	<u>4.097.780</u>
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica					
UHE São Salvador		615.577	-	615.577	-
Outras UIIE (obras de adição)		24.861	-	24.861	22.499
Geração Térmica					
		42.918	-	42.918	32.214
Equipamentos Gerais e Outros		<u>2.213</u>	<u>-</u>	<u>2.213</u>	<u>6.024</u>
		<u>685.569</u>	<u>-</u>	<u>685.569</u>	<u>60.737</u>
Total das imobilizações		<u>7.436.606</u>	<u>(2.814.175)</u>	<u>4.622.431</u>	<u>4.158.517</u>
Obrigações especiais		<u>(9.605)</u>	<u>-</u>	<u>(9.605)</u>	<u>(9.619)</u>
		<u>7.427.001</u>	<u>(2.814.175)</u>	<u>4.612.826</u>	<u>4.148.898</u>

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	Em curso	Total	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2005	2.919.922	63.947	2.983.869	4.255.437	74.031	4.329.468
Ingressos	-	64.347	64.347	-	69.040	69.040
Transferências	46.660	(46.660)	-	55.590	(55.590)	-
Depreciação	(159.442)	-	(159.442)	(196.727)	-	(196.727)
Baixas	(16.101)	(26.744)	(42.845)	(16.520)	(26.744)	(43.264)
Saldo em 31.12.2006	2.791.039	54.890	2.845.929	4.097.780	60.737	4.158.517
Ingressos	-	-	-	-	-	-
UHE São Salvador	-	-	-	-	615.577	615.577
Demais usinas	-	67.586	67.586	-	71.401	71.401
Transferências	58.196	(58.196)	-	59.000	(59.000)	-
Depreciação	(176.066)	-	(176.066)	(217.420)	-	(217.420)
Baixas	(2.498)	(253)	(2.751)	(2.498)	(3.146)	(5.644)
	2.670.671	64.027	2.734.698	3.936.862	685.569	4.622.431
Obrigações Especiais	(9.480)	-	(9.480)	(9.605)	-	(9.605)
Saldo em 31.12.2007	<u>2.661.191</u>	<u>64.027</u>	<u>2.725.218</u>	<u>3.927.257</u>	<u>685.569</u>	<u>4.612.826</u>

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.

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
UIIE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UIIE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UIIE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UIIE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
UIIE São Salvador	CESS	241	23.04.2002	23.04.2037
II – Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charquedas	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 Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UIIE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. – ITASA (ver Nota 10-b.1) e a concessão da UIIE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho (ver Nota 10-b.2)

e) 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.

f) 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.

12 – ATIVO INTANGÍVEL

	Consolidado				Empresa
	2007			2006	
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Direito de exploração da UHE Cana Brava	3,2	88.664	(15.488)	73.176	76.022
Direito de uso de softwares	20,0	10.195	(7.879)	2.316	1.288
		98.859	(23.367)	75.492	77.310

13 – 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 compatível com o valor estimado de alienação.

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 e estariam à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir de 01.01.2005, 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 vem revertendo a amortização acelerada reconhecida ao longo do contrato com a CBEE.

O valor residual das unidades geradoras 4 e 5, em 31.12.2007 e 2006, é de R\$ 33.134.

14 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Energia elétrica comprada	79.012	77.257	70.428	70.244
Transações no âmbito da CCEE	17.631	75.921	19.536	75.922
Encargos de uso da rede elétrica	49.747	44.379	54.167	48.880
Combustíveis fósseis / biomassa	40.195	6.252	39.148	6.334
Materiais e serviços	43.123	32.115	90.632	37.939
	229.708	235.924	273.911	239.319

15 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	2007			2006		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional, líquido de garantias depositadas	20.545	160.504	181.049	24.799	223.460	248.259
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	-	104.343	104.343	112.810	-	112.810
Deutsche Bank	3.403	3.403	6.806	4.107	8.215	12.322
ABN AMRO Bank	2.498	-	2.498	6.029	3.015	9.044
Encargos	<u>4.501</u>	<u>-</u>	<u>4.501</u>	<u>5.966</u>	<u>-</u>	<u>5.966</u>
	<u>30.947</u>	<u>268.250</u>	<u>299.197</u>	<u>153.711</u>	<u>234.690</u>	<u>388.401</u>
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	34.005	66.464	100.469	87.437	93.402	180.839
BNDES	1.790	-	1.790	9.769	1.987	11.756
Banco do Brasil	3.529	10.588	14.117	3.529	14.118	17.647
Encargos	<u>984</u>	<u>-</u>	<u>984</u>	<u>1.706</u>	<u>-</u>	<u>1.706</u>
	<u>40.308</u>	<u>77.052</u>	<u>117.360</u>	<u>102.441</u>	<u>109.507</u>	<u>211.948</u>
	<u>71.255</u>	<u>345.302</u>	<u>416.557</u>	<u>256.152</u>	<u>344.197</u>	<u>600.349</u>
Consolidado						
	2007			2006		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional, líquido de garantias depositadas	20.545	160.504	181.049	24.799	223.460	248.259
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	-	104.343	104.343	112.810	-	112.810
Deutsche Bank	3.403	3.403	6.806	4.107	8.215	12.322
ABN AMRO Bank	2.498	-	2.498	6.029	3.015	9.044
Encargos	<u>4.501</u>	<u>-</u>	<u>4.501</u>	<u>5.966</u>	<u>-</u>	<u>5.966</u>
	<u>30.947</u>	<u>268.250</u>	<u>299.197</u>	<u>153.711</u>	<u>234.690</u>	<u>388.401</u>
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	34.005	66.464	100.469	87.437	93.402	180.839
BNDES	28.793	255.545	284.338	36.674	150.498	187.172
Agentes Financiadores - BNDES	14.990	338.409	353.399	14.935	85.879	100.814
Banco do Brasil	3.529	10.588	14.117	3.529	14.118	17.647
BRDE	6.810	24.969	31.779	6.785	31.664	38.449
Encargos	<u>1.950</u>	<u>6.506</u>	<u>8.456</u>	<u>3.008</u>	<u>-</u>	<u>3.008</u>
	<u>90.077</u>	<u>702.481</u>	<u>792.558</u>	<u>152.368</u>	<u>375.561</u>	<u>527.929</u>
	<u>121.024</u>	<u>970.731</u>	<u>1.091.755</u>	<u>306.079</u>	<u>610.251</u>	<u>916.330</u>

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2005	194.135	601.949	796.084	243.343	911.138	1.154.481
Transferências	243.997	(243.997)	-	292.859	(292.859)	-
Encargos gerados	68.583	-	68.583	100.758	5.727	106.485
Variações cambiais	(4.133)	(21.005)	(25.138)	(4.133)	(21.005)	(25.138)
Remuneração de garantias depositadas	-	7.250	7.250	-	7.250	7.250
Amortizações	(246.430)	-	(246.430)	(326.748)	-	(326.748)
Saldo em 31.12.2006	256.152	344.197	600.349	306.079	610.251	916.330
Ingressos	-	-	-	-	392.651	392.651
Transferências	61.311	(61.311)	-	110.139	(110.139)	-
Repactuação do vencimento	(101.289)	101.289	-	(101.289)	101.289	-
Encargos gerados	54.075	-	54.075	82.687	15.552	98.239
Variações cambiais	(21.067)	(33.465)	(54.532)	(21.067)	(33.465)	(54.532)
Remuneração de garantias depositadas	-	(5.408)	(5.408)	-	(5.408)	(5.408)
Amortizações	(177.927)	-	(177.927)	(255.525)	-	(255.525)
Saldo em 31.12.2007	<u>71.255</u>	<u>345.302</u>	<u>416.557</u>	<u>121.024</u>	<u>970.731</u>	<u>1.091.755</u>

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	2007			2006		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	109.411	193.800	46,52	128.392	274.502	45,73
Euro – EUR	40.404	<u>105.397</u>	<u>25,31</u>	40.386	<u>113.899</u>	<u>18,97</u>
		<u>299.197</u>	<u>71,83</u>		<u>388.401</u>	<u>64,70</u>
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		101.272	24,31		182.286	30,36
Não indexado		<u>16.088</u>	<u>3,86</u>		<u>29.662</u>	<u>4,94</u>
		<u>117.360</u>	<u>28,17</u>		<u>211.948</u>	<u>35,30</u>
		<u>416.557</u>	<u>100,00</u>		<u>600.349</u>	<u>100,00</u>
	Consolidado					
	2007			2006		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	109.411	193.800	17,75	128.392	274.502	29,96
Euro – EUR	40.404	<u>105.397</u>	<u>9,66</u>	40.386	<u>113.899</u>	<u>12,43</u>
		<u>299.197</u>	<u>27,41</u>		<u>388.401</u>	<u>42,39</u>
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		101.272	9,28		182.286	19,89
TJLP		675.198	61,84		315.981	34,48
Não indexado		<u>16.088</u>	<u>1,47</u>		<u>29.662</u>	<u>3,24</u>
		<u>792.558</u>	<u>72,59</u>		<u>527.929</u>	<u>57,61</u>
		<u>1.091.755</u>	<u>100,00</u>		<u>916.330</u>	<u>100,00</u>

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

Moeda – indexador	(%)	
	2007	2006
Dólar Americano – USD	(17,15)	(8,66)
Euro – EUR	(7,50)	1,85
TJLP	6,37	7,87
SELIC	11,88	15,08

e) Condições Contratadas

	Encargos	Condições de Pagamento		
		Vencimento	Encargos	Principal
Moeda estrangeira				
Tractebel Energia				
Secretaria do Tesouro Nacional	Libor + 1,075% a.a.	Abr 2024	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	Euribor + 2,75% a.a. ^(a)	Nov 2015	Anual em Nov	Parcela única em Nov 2015
Deutsche Bank	Libor + 0,55% + IRS/juros (10%)	Out 2009	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
ABN AMRO Bank	Libor + 2,5% a.a.	Mar 2008	Semestrais, em Mar e Set	Semestrais, em Mar e Set
Moeda nacional				
Tractebel Energia				
Eletrobrás	12% a.a.	Abr 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
BNDES	Selic + 1% a.a.	Fev 2008	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Banco do Brasil	9,35% a.a.	Dez 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
CEM				
BNDES	TJLP + 4% a.a. ^(b)	Abr 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
ITASA				
BNDES	TJLP + 4% a.a. ^(b)	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Agentes financiadores - BNDES ^(d)	TJLP + 3,85% a.a. ^(b)	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
LAGES				
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. ^(b)	Ago 2012	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
CESS				
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. ^(b)	Out 2023	Mensais, até o vencimento ^(c)	Mensais, até o vencimento ^(c)
Agentes financiadores - BNDES ^(d)	TJLP + 3,25% a.a. ^(b)	Out 2023	Mensais, até o vencimento ^(c)	Mensais, até o vencimento ^(c)

^(a) Repactuação do vencimento, postergado de novembro de 2007 para novembro de 2015 e do *spread* de 7% a.a. para 2,75% a.a.

^(b) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.

^(c) Os juros serão capitalizados trimestralmente até outubro de 2009, nos meses de janeiro, abril, julho e outubro, incorporando-se ao principal dos financiamentos. Após o período de carência, os juros e o principal serão pagos mensalmente até outubro de 2023.

^(d) UNIBANCO, BRADESCO, Banco Itaú, Banco Santander e Banco Votorantim

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2009	21.725	30.974	52.699	21.725	84.624	106.349
2010	16.098	31.753	47.851	16.098	109.641	125.739
2011	16.098	14.325	30.423	16.098	92.213	108.311
2012	11.913	-	11.913	11.913	75.617	87.530
2013	7.728	-	7.728	7.728	54.368	62.096
2014	3.736	-	3.736	3.736	29.086	32.822
2015	104.343	-	104.343	104.343	29.086	133.429
De 2016 até 2022 (parcelas anuais de R\$ 29.086)	-	-	-	-	203.602	203.602
2023	-	-	-	-	24.244	24.244
2024	86.609	-	86.609	86.609	-	86.609
	<u>268.250</u>	<u>77.052</u>	<u>345.302</u>	<u>268.250</u>	<u>702.481</u>	<u>970.731</u>

g) Garantias

g.1) Tractebel Energia S.A.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) Cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R\$ 62.642, em 31.12.2007, que está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente.

ABN AMRO Bank: Nota Promissória, com vencimento à vista, no valor correspondente ao do financiamento.

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

ELETROBRÁS: (a) Procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) Notas Promissórias no montante referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais.

BNDES: Cessão e transferência ao Banco do valor equivalente a 1,33% do seu faturamento mensal, a ser feita através de depósitos na Conta Arrecadadora e Conta Vinculada.

Banco do Brasil: (a) Cessão e transferência de crédito, no valor de R\$ 8.726, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) Caução de Nota Promissória no valor correspondente ao do financiamento.

g.2) Itá Energética S.A. - ITASA

BNDES e Agentes Financeiros: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; (b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com seus acionistas; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES, substituída por fiança bancária, e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da ITASA ao BNDES e Agentes Financiadores.

g.3) Companhia Energética Meridional - CEM

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures: (a) Cessão de todas as receitas e demais valores recebidos decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava; (b) cessão do direito de receber todos e quaisquer valores que venham a ser exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente, nos termos da Concessão, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da Concessão; (c)

obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a seis meses do serviço da dívida.

g.4) Lages Bioenergética Ltda.

BRDE: (a) Cessão dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Tractebel; (b) cessão dos Direitos de Indenização decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Vapor e Compra e Venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e a Battistella Indústria e Comércio Ltda.; (c) cessão dos Direitos Emergentes da Autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica; (d) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

g.5) Companhia Energética São Salvador - CESS

BNDES e repasse BNDES - agentes financiadores: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE São Salvador; (b) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS e (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida, acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto.

16 – DEBÊNTURES

a) Composição

	2007			2006		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Emissão - 1ª Série	6.483	142.539	149.022	4.939	140.000	144.939
1ª Emissão - 2ª Série	-	60.000	60.000	-	60.000	60.000
2ª Emissão - Série Única	404	357.763	358.167	-	-	-
Encargos	25.251	-	25.251	10.065	-	10.065
Total Controladora	32.138	560.302	592.440	15.004	200.000	215.004
CEM (Série Única)	10.807	63.667	74.474	9.789	74.204	83.993
ITASA (1ª e 2ª Séries)	10.185	40.950	51.135	8.190	49.140	57.330
Encargos	3.430	-	3.430	4.851	-	4.851
Total Consolidado	56.560	664.919	721.479	37.834	323.344	361.178

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2005	10.286	198.348	208.634	31.090	338.196	369.286
Transferências	4.938	(4.938)	-	22.868	(22.868)	-
Encargos gerados	20.928	-	20.928	35.990	1.426	37.416
Variações monetárias	-	6.590	6.590	2.359	6.590	8.949
Amortizações	(21.148)	-	(21.148)	(54.473)	-	(54.473)
Saldo em 31.12.2006	15.004	200.000	215.004	37.834	323.344	361.178
Ingressos	-	353.423	353.423	-	353.423	353.423
Transferências	9.167	(9.167)	-	28.150	(28.150)	-
Encargos gerados	33.487	-	33.487	46.930	256	47.186
Variações monetárias	2.012	16.046	18.058	6.057	16.046	22.103
Amortizações	(27.532)	-	(27.532)	(62.411)	-	(62.411)
Saldo em 31.12.2007	32.138	560.302	592.440	56.560	664.919	721.479

Em 19.06.2007, a Comissão de Valores Mobiliários - CVM deferiu o Primeiro Programa de Distribuição Pública de debêntures da Tractebel Energia, através do qual a Companhia terá a faculdade de ofertar ao

público debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia. As ofertas de Debêntures a serem realizadas pela Companhia, no âmbito do Programa de Distribuição, estão limitadas ao montante de R\$ 1.500.000 durante o prazo de vigência do Programa de Distribuição, até 19.06.2009.

Em 15.05.2007, a Companhia efetuou a sua 2ª emissão, a 1ª dentro do Programa de Distribuição anteriormente citado, composta de 35.000 debêntures simples, de série única, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária), com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo, na data de emissão, o montante total de R\$ 350.000. As condições contratadas estão apresentadas no item “c” a seguir.

A liquidação total da oferta pública ocorreu no dia 21.06.2007, e o montante recebido, incluindo juros e atualização monetária, foi de R\$ 353.423. Os recursos obtidos destinaram-se à aquisição da Companhia Energética São Salvador - CESS.

c) Condições contratadas

	Quantidade em circulação	Remuneração	Condições de Pagamento		
			Juros/atualização monetária	Principal	Garantia
Tractebel					
1ª Série	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
2ª Série	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
2ª Emissão Série Única	35.000	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.12, 15.05.13 e 15.05.14	Sem garantia
CEM					
Série Única	7.773	TJLP + 4% a.a. ^(*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,7027% em 01.04.08, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
ITASA					
1ª Série e 2ª Série	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

d) Variação dos indexadores

Moeda – indexador	(%)	
	2007	2006
TJLP	6,37	7,87
IGP-M	7,75	3,83
CDI	11,82	15,03
IPCA (maio a dezembro)	2,33	-

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2009	-	20.078
2010	60.000	81.267
2011	142.540	165.114
2012	119.254	143.267
2013	119.254	135.939
2014	<u>119.254</u>	<u>119.254</u>
	<u>560.302</u>	<u>664.919</u>

17 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Circulante				
Imposto de renda	187.970	14.521	225.766	16.662
Contribuição social	55.944	-	66.788	856
ICMS	11.376	6.535	30.002	13.666
PIS e COFINS	10.153	7.620	12.164	9.432
INSS	3.705	2.190	3.746	2.199
Outros	<u>2.576</u>	<u>2.881</u>	<u>2.930</u>	<u>3.055</u>
	<u>271.724</u>	<u>33.747</u>	<u>341.396</u>	<u>45.870</u>
Não Circulante				
INSS	4.472	5.383	4.472	5.383
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	4.787	-	6.416	-
ICMS	-	-	1.315	-
	<u>9.259</u>	<u>5.383</u>	<u>12.203</u>	<u>5.383</u>
	<u>280.983</u>	<u>39.130</u>	<u>353.599</u>	<u>51.253</u>

No exercício de 2007, a Companhia recolheu imposto de renda e contribuição social sobre base de cálculo estimada, em consonância com a legislação em vigor, diferentemente do ano anterior em que a apuração com base no lucro real se mostrou mais adequada.

18 – OBRIGAÇÕES COM O PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Tractebel Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica, autorizada à produção independente, está obrigada a aplicar anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos tem a seguinte destinação: (i) 40% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT; (ii) 40% para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; e (iii) 20% para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

19 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A companhia é parte em ações administrativas e judiciais de naturezas tributárias, cíveis e trabalhistas que estão sendo discutidas administrativamente ou na esfera judicial 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:

a) Composição

Controladora						
	2007			2006		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	13.508	(3.489)	10.019	12.077	(3.119)	8.958
INSS	<u>26.421</u>	<u>(11.609)</u>	<u>14.812</u>	<u>23.620</u>	<u>(10.503)</u>	<u>13.117</u>
	<u>39.929</u>	<u>(15.098)</u>	<u>24.831</u>	<u>35.697</u>	<u>(13.622)</u>	<u>22.075</u>
Cíveis						
Contratos com fornecedores	17.235	-	17.235	15.970	-	15.970
Doença ocupacional e acidente do trabalho	22.625	(491)	22.134	20.662	-	20.662
Ações diversas	<u>6.698</u>	<u>(20)</u>	<u>6.678</u>	<u>2.405</u>	<u>-</u>	<u>2.405</u>
	<u>46.558</u>	<u>(511)</u>	<u>46.047</u>	<u>39.037</u>	<u>-</u>	<u>39.037</u>
Trabalhistas	<u>20.018</u>	<u>(17.533)</u>	<u>2.485</u>	<u>23.990</u>	<u>(21.061)</u>	<u>2.929</u>
	<u>106.505</u>	<u>(33.142)</u>	<u>73.363</u>	<u>98.724</u>	<u>(34.683)</u>	<u>64.041</u>
Classificação no Balanço						
Circulante			10.134			11.000
Não circulante			<u>63.229</u>			<u>53.041</u>
			<u>73.363</u>			<u>64.041</u>
Consolidado						
	2007			2006		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	13.508	(3.489)	10.019	12.077	(3.119)	8.958
INSS	<u>26.421</u>	<u>(11.609)</u>	<u>14.812</u>	<u>23.620</u>	<u>(10.503)</u>	<u>13.117</u>
	<u>39.929</u>	<u>(15.098)</u>	<u>24.831</u>	<u>35.697</u>	<u>(13.622)</u>	<u>22.075</u>
Cíveis						
Contratos com fornecedores	17.235	-	17.235	15.970	-	15.970
Doença ocupacional e acidente do trabalho	22.625	(491)	22.134	20.662	-	20.662
Ações diversas	<u>12.834</u>	<u>(1.143)</u>	<u>11.691</u>	<u>5.859</u>	<u>-</u>	<u>5.859</u>
	<u>52.694</u>	<u>(1.634)</u>	<u>51.060</u>	<u>42.491</u>	<u>-</u>	<u>42.491</u>
Trabalhistas	<u>20.018</u>	<u>(17.533)</u>	<u>2.485</u>	<u>23.990</u>	<u>(21.061)</u>	<u>2.929</u>
	<u>112.641</u>	<u>(34.265)</u>	<u>78.376</u>	<u>102.178</u>	<u>(34.683)</u>	<u>67.495</u>
Classificação no Balanço						
Circulante			10.336			11.206
Não circulante			<u>68.040</u>			<u>56.289</u>
			<u>78.376</u>			<u>67.495</u>

Contingências tributárias

Contribuição Social

Refere-se a auto de infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter compensado Base de Cálculo Negativa de competências 1989 e 1990 na apuração da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLJ, na Declaração de Rendimentos da Pessoa Jurídica dos exercícios de 1996 e 1997. De acordo com a ementa do referido auto, a compensação de base de cálculo negativa de CSLJ só tem amparo legal a partir de 01.01.1992. A Companhia entende não ter base legal os dispostos das instruções normativas que proibiram a compensação de Bases Negativas de exercícios anteriores, uma vez que não há restrição a tal compensação na Lei. Com referência a autuação relativa ao exercício de 1996, no mérito, em âmbito administrativo, a decisão foi contrária a Companhia, que ingressará com medida judicial para discussão do fundamento da exigência tributária.

Instituto Nacional do Seguro Social -INSS

A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito – NFIJ, pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho - SAT nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o funcionário tenha direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. O Conselho de Recursos da Previdência Social, diante dos argumentos de defesa apresentados pela Companhia, decidiu converter o julgamento em diligência para a realização de perícia. O valor provisionado em 31.12.2007 é de R\$ 16.146.

A Companhia também possui notificação do INSS em função de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a funcionários. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, alegando que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a NFIJ e o INSS foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. Esta ação judicial encontra-se em grau de recurso no Tribunal Regional Federal da 4ª Região devido à apelação cível interposta pelo INSS. A provisão em 31.12.2007 é de R\$ 7.406.

Contingências cíveis

Contratos com fornecedores

Refere-se principalmente à ação ordinária de indenização ajuizada pela Companhia de Interconexão Energética - CIEN, a qual requer o reconhecimento do direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como à rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual pela Tractebel Energia. Após a apresentação das contestações pela Companhia, o processo se encontra suspenso, a pedido da CIEN, desde 23.04.2007. O valor provisionado em 31.12.2007 era de R\$ 13.490.

Doença ocupacional e acidente de trabalho

Correspondem a ações ajuizadas por ex-empregados, cujo objeto versa, principalmente, sobre lesão por esforço repetitivo e eventual dano da capacidade auditiva.

Ações diversas

Decorrem, principalmente, de ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Contingências trabalhistas

Referem-se a ações trabalhistas em andamento movidas por ex-empregados, sindicato e por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, aos pedidos de vínculo empregatício e de reintegração. As demais ações trabalhistas estão relacionadas à cobrança de adicional de periculosidade, de horas extras, de equiparação salarial, de horas *in itinere* e de FGTS.

b) Movimentação

Controladora				
	Tributárias	Cíveis	Trabalhistas	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2006	35.697	39.037	23.990	98.724
Adições	-	5.337	1.521	6.858
Atualizações	4.232	3.680	1.742	9.654
Pagamentos	-	(355)	(6.801)	(7.156)
Reversões	-	(1.141)	(434)	(1.575)
Saldo em 31.12.2007	<u>39.929</u>	<u>46.558</u>	<u>20.018</u>	<u>106.505</u>

Consolidado				
	Tributárias	Cíveis	Trabalhistas	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2006	35.697	42.491	23.990	102.178
Adições	-	7.857	1.521	9.378
Atualizações	4.232	4.118	1.742	10.092
Pagamentos	-	(362)	(6.801)	(7.163)
Reversões	-	(1.410)	(434)	(1.844)
Saldo em 31.12.2007	<u>39.929</u>	<u>52.694</u>	<u>20.018</u>	<u>112.641</u>

c) Contingências de risco possível ou remoto

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com processos de naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram provisionadas, sendo apenas evidenciadas nas demonstrações contábeis. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

Controladora					
	2007				2006
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido
Tributárias	234.675	24.677	259.352	(118.343)	141.009
Cíveis	8.721	3.082	11.803	(2.514)	9.289
Trabalhistas	11.643	11.839	23.482	(5.500)	17.982
	<u>255.039</u>	<u>39.598</u>	<u>294.637</u>	<u>(126.357)</u>	<u>168.280</u>

Consolidado					
	2007				2006
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido
Tributárias	272.692	26.460	299.152	(142.462)	156.690
Cíveis	30.685	13.009	43.694	(2.717)	40.977
Trabalhistas	11.643	11.839	23.482	(5.500)	17.982
	<u>315.020</u>	<u>51.308</u>	<u>366.328</u>	<u>(150.679)</u>	<u>215.649</u>

A Companhia possui depósitos judiciais que estão vinculados a provisões de risco possível e remoto que, na sua maioria, são efetuados para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal. Estes valores são atualizados monetariamente e estão apresentados no ativo não circulante.

Contingências tributárias

Os principais objetos relativos às contingências tributárias de risco possível, são os seguintes:

PIS e COFINS

A Companhia, em julho de 2005, 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 nº 10.833/2003. 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 referida Instrução Normativa ilegal.

Em consequência, a Companhia recolheu 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, no período de novembro de 2004 a maio de 2005, no valor de R\$ 38.653. No período de junho de 2005 a outubro de 2006, depositou os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação, no montante de R\$ 121.319.

Em virtude de previsão de decisão favorável do Tribunal Regional Federal - TRF da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em dezembro de 2006. Em 11.04.2007, o TRF concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade das Instruções Normativas n.ºs 468 e 658, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que se refere à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Tractebel Energia e da CEM.

Em 06.07.2007, a Companhia recebeu Auto de Infração Fiscal por não ter recolhido ou depositado, nem informado em Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais – DCTF, os valores do PIS e da COFINS relativos aos meses de novembro e dezembro de 2006. O não recolhimento ou depósito dos valores, muito embora questionados judicialmente, não teria amparo jurídico segundo o entendimento da Delegacia da Receita Federal de Florianópolis. Em 07.08.2007, a Companhia impugnou o Auto de Infração alegando que são indevidos os valores sob os mesmos fundamentos jurídicos sustentados no Mandado de Segurança impetrado em julho de 2005. O valor do Auto de Infração Fiscal está incluído nas contingências tributárias, como risco possível.

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 contingência atualizada, em 31.12.2007, na controladora e no consolidado, é de respectivamente R\$ 176.532 e R\$ 214.465 (R\$ 77.465 e R\$ 93.146, líquida dos depósitos judiciais acima mencionados).

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

As principais autuações avaliadas como possível, são as seguintes:

- Autos de Infração lavrados pela Delegacia da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter efetuado compensações de débitos de imposto de renda e contribuição social, em denúncia espontânea, através do Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação - PER/DCOMP, sem a incidência de multas. Desta forma, a Receita Federal homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se pode cogitar que a administração tributária possa impetrar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através de denúncia espontânea. O montante atualizado da autuação, em 31.12.2007, na controladora e no consolidado, é de R\$ 32.917;
- Auto de Infração emitida pela Delegacia da Receita Federal, em função de a Companhia ter utilizado bases negativas de contribuição social de competências de 1997 e 1998, provenientes de incorporação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. - GERASUL pela Eletrobrás Geração S.A. - ELETROGER (atualmente Tractebel Energia S.A.), em data posterior à modificação da Lei, em junho de 2001, que inibiu a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação de empresas para fins de compensação da CSLL. A Companhia argumenta que a incorporação se deu antes da vigência da vedação ao aproveitamento dessas bases e que está garantido o direito de utilizá-las, pois essas bases de cálculo negativas foram integradas ao seu patrimônio no ato da incorporação. Em 31.12.2007, o valor atualizado da autuação é de R\$ 17.644.

INSS

As principais notificações classificadas como possíveis, são as que seguem:

- Auto de infração referente a notificações de cobrança de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias. A Companhia foi absolvida parcialmente na esfera administrativa e, ingressou com medida judicial, tendo obtido êxito em primeiro grau. Atualmente, aguarda julgamento de apelação do INSS. O valor atualizado da autuação, em 31.12.2007, é de R\$ 2.841.
- Notificações fiscais relativas à aplicação de suposta solidariedade e transferência de responsabilidade, da Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL para a Tractebel Energia, referentes à incidência de encargos previdenciários sobre serviços de mão de obra prestados por empresas terceirizadas, até a data de cisão da ELETROSUL, e conseqüente constituição da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – GERASUL (atualmente Tractebel Energia). Em 31.12.2007, o valor atualizado da notificação é de R\$ 3.639.

Contingências cíveis

As ações cíveis, de risco possível, correspondem, basicamente, a ações de desapropriações e indenizações impetradas por pessoas físicas e jurídicas que alegam terem sido afetadas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

Contingências trabalhistas

As contingências trabalhistas, de risco possível, referem-se, principalmente, a ações movidas por ex-empregados requerendo o vínculo empregatício, a reintegração e a complementação de aposentadoria.

d) Contingências ativas

De acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, o registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE que, até novembro de 2005, vinha sendo registrado na receita operacional, na rubrica “Subvenção combustível CCC/CDE”, passou a ser contabilizado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na conta “Combustível para produção de energia elétrica”.

A Companhia entende que, em decorrência da alteração da referida prática contábil, o PIS e a COFINS recolhidos em função do procedimento contábil anteriormente adotado devem ser recuperados. Assim sendo, está analisando a forma mais adequada de proceder a esta recuperação. O valor da contingência ativa não contabilizada, atualizada para 31.12.2007, é de R\$ 58.179.

20 – 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. Os valores históricos e atualizados, em 31.12.2007, são os seguintes:

Ano	Valor Histórico		Valor Atualizado	
	Anual	Total	Anual	Total
De 01.01.2008 a 30.07.2023	680	10.597	1.639	25.544
De 01.08.2023 a 30.07.2033	61.280	<u>612.800</u>	147.717	<u>1.477.172</u>
		<u>623.397</u>		<u>1.502.716</u>

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 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.

a) Mutação

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2005	1.530	178.130	179.660
Transferências	1.564	(1.564)	-
Encargos gerados	-	18.039	18.039
Variações monetárias	-	6.941	6.941
Amortizações	(1.535)	-	(1.535)
Saldo em 31.12.2006	1.559	201.546	203.105
Transferências	1.660	(1.660)	-
Encargos gerados	-	20.187	20.187
Variações monetárias	-	14.115	14.115
Amortizações	(1.580)	-	(1.580)
Saldo em 31.12.2007	1.639	234.188	235.827

b) Vencimentos da concessão a pagar apresentada no passivo não circulante

2009	1.639
2010	1.639
2011	1.639
2012	1.639
2013	1.639
De 2014 até 2033	225.993
	234.188

21 – 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, mant m Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados. A PREVIG   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 e Contribuição Definida. O Plano de Benefício Definido encontra-se fechado para novas inscrições de empregados.

a.1) Plano de Benefício Definido

O Plano de Benefício Definido tem regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e os auxílios. Os benefícios previstos são os seguintes:

- 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 s l rios reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados, mês a m s, 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 n  9.876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício   reajustada anualmente com base na variação do INPC do IBGE.

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.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de Benefício Definido era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS, patrocinado pela Companhia e pela ELETROSUL, 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 citada rescisão, face liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da ELETROSUL, os 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, permaneceram no Plano de Benefícios administrado pela ELOS, sob a responsabilidade da Companhia, que paga 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da ELETROSUL). As despesas são limitadas em 15% das respectivas receitas previdenciais da ELOS vinculadas a essa massa de participantes e o valor de responsabilidade da Companhia, no exercício de 2007, foi de R\$ 1.558.

A Companhia, no dia 15.05.2007, celebrou acordos com a ELOS, ELETROSUL, PREVIG e Associação de Aposentados da ELETROSUL visando o restabelecimento da adesão com a ELOS, permitindo aos participantes optarem em permanecer naquela Fundação ou transferir-se para a PREVIG. Em ambas as opções tendo a Companhia como patrocinadora do Plano. O prazo para a opção encerrou-se no dia 30.11.2007 e 29 participantes optaram pela transferência para a PREVIG. A efetivação dessa transferência deverá ocorrer em janeiro de 2008.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, vinculadas a esse Plano de Benefícios, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2007 foi de R\$ 966.

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Taxa de desconto (a.a.)	10,25%	10,75%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)	10,50%	11,00%
Crescimento salarial futuro		
- Participante ativo (a.a.)	5,00%	7,00%
- Participante autopatrocinado (a.a.)	5,00%	5,00%
Crescimento dos benefícios da previdência social (a.a.)	5,00%	5,00%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	5,00%	5,00%
Inflação	5,00%	5,00%
Fator de capacidade		
- Salários	100%	100%
- Benefícios	100%	100%

Hipóteses Demográficas

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)	AT 2000 (por sexo)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 <i>Disabled</i>	RP 2000 <i>Disabled</i>
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 <i>Disability Class 1</i>	Watson Wyatt 1985 <i>Disability Class 1</i>
Tábua de Rotatividade	T-1 <i>Service Table</i>	T-1 <i>Service Table</i>
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências	Primeira data em que completam todas as carências
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90	90
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão	100%	100%
Fator de conversão do SB-40	140%	140%

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações contábeis da Companhia, é a seguinte:

	Controladora e Consolidado					
	2007			2006		
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.249.541	-	1.249.541	1.179.927	-	1.179.927
Valor justo dos ativos	(796.910)	-	(796.910)	(736.567)	-	(736.567)
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	<u>1.632</u>	<u>1.632</u>	-	<u>1.628</u>	<u>1.628</u>
Subtotal	452.631	1.632	454.263	443.360	1.628	444.988
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	<u>(124.867)</u>	<u>(613)</u>	<u>(125.480)</u>	<u>(130.187)</u>	<u>(707)</u>	<u>(130.894)</u>
Passivo reconhecido no balanço	<u>327.764</u>	<u>1.019</u>	<u>328.783</u>	<u>313.173</u>	<u>921</u>	<u>314.094</u>
Classificação no balanço						
Circulante			18.450			20.369
Não circulante			<u>310.333</u>			<u>293.725</u>
			<u>328.783</u>			<u>314.094</u>

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 6,75 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está coberto por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as Fundações. A composição do passivo nas demonstrações contábeis é a seguinte:

	Controladora e Consolidado			
	2007		2006	
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	15.709	122.189	137.898	144.945
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	2.216	2.548	4.764	9.709
Passivo atuarial não contratado	<u>525</u>	<u>185.596</u>	<u>186.121</u>	<u>159.440</u>
Passivo atuarial total	<u>18.450</u>	<u>310.333</u>	<u>328.783</u>	<u>314.094</u>

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor - INPC do IBGE e sobre as mesmas incidem juros de 6% a.a. Os valores apresentados no não circulante são os seguintes:

	<u>ELOS</u>	<u>PREVIG</u>	<u>Total</u>
2009	14.339	1.815	16.154
2010	15.222	1.923	17.145
2011	14.419	1.907	16.326
2012	11.581	1.946	13.527
2013	12.294	2.062	14.356
2014 em diante	<u>28.911</u>	<u>15.770</u>	<u>44.681</u>
	<u>96.766</u>	<u>25.423</u>	<u>122.189</u>

A movimentação do passivo atuarial está resumida a seguir:

	<u>Plano de Aposentadoria</u>	<u>Gratificação de Confidencialidade</u>	<u>Total</u>
Passivo em 31.12.2005	285.721	1.054	286.775
Despesas do exercício de 2006	58.158	199	58.357
Contribuições	(30.706)	-	(30.706)
Benefícios pagos	-	(332)	(332)
Passivo em 31.12.2006	313.173	921	314.094
Despesas do exercício de 2007	45.445	262	45.707
Contribuições	(30.854)	-	(30.854)
Benefícios pagos	-	(164)	(164)
Passivo em 31.12.2007	<u>327.764</u>	<u>1.019</u>	<u>328.783</u>

Os valores a serem reconhecidos no resultado, no exercício de 2008, relativamente ao plano de Benefícios Definidos e Gratificação de Confidencialidade, são os seguintes:

	<u>Plano de aposentadoria</u>	<u>Gratificação de Confidencialidade</u>	<u>Total</u>
Custo do serviço corrente	485	53	538
Custo dos juros	123.667	137	123.804
Rendimento esperado dos ativos do plano	(80.463)	-	(80.463)
Amortização de perdas atuariais	1.620	40	1.660
Contribuição dos empregados	<u>(189)</u>	<u>-</u>	<u>(189)</u>
	<u>45.120</u>	<u>230</u>	<u>45.350</u>

a.2) Plano de Contribuição Definida

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG passou a administrar o plano tipo Contribuição Definida, encerrando o plano inicial para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

No plano de Contribuição Definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia (889 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O valor da contribuição da Companhia, no exercício de 2007, foi de R\$ 3.584.

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial cujo valor, no exercício de 2007, correspondeu a R\$ 4.256, depositada na conta da PREVIG ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano anterior, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

A Companhia, até 31.12.2006, foi responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas do Plano de Contribuição Definida. No exercício de 2007, a patrocinadora foi responsável por 75% e os participantes do plano por 25% dessas despesas. A contribuição da Companhia nesse exercício foi de R\$ 997.

A partir de 2008, as despesas administrativas serão rateadas entre a patrocinadora e os participantes levando-se em consideração a formação da reserva financeira dos participantes. A parcela correspondente ao saldo da reserva na data da migração dos participantes do Plano de Benefícios Definidos para o Plano de Contribuição Definida será integralmente assumida pela patrocinadora. A parcela relativa à reserva constituída a partir desta data será custeada 75% pela patrocinadora e 25% pelo participante.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

22 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica, na controladora e no consolidado, o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R\$ 36.535 no exigível a longo prazo, calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R\$ 107.456, 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 em Despacho da ANEEL, 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.

23 – 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. 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.

b) Capital social subscrito e integralizado

A Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2007, é de R\$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de dezembro de 2007, é de R\$ 4,32 (R\$ 4,24 por ação em 31.12.2006).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

Acionistas	% do Capital	
	2007	2006
Suez Energy South America Participações Ltda.	68,71	68,71
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	2,80	2,80
União Federal	1,90	1,90
Outros	16,59	16,59
	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

c) Composição das reservas

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	<u>91.695</u>	<u>91.695</u>
Reservas de Lucros		
Reserva legal	249.496	197.214
Reserva de retenção de lucros	<u>29.896</u>	<u>29.896</u>
	<u>279.392</u>	<u>227.110</u>

24 – DIVIDENDOS

No decorrer do ano de 2007, o Conselho de Administração da Companhia aprovou créditos de juros sobre o capital próprio nos seguintes valores:

- R\$ 88.000, correspondentes a R\$ 0,1348158600 por ação, aprovados em 10.05.2007 e pagos em 25.10.2007.
- R\$ 88.000, correspondentes a R\$ 0,1348158600 por ação, aprovados em 05.12.2007, que serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, estão sendo imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2007.

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.

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 14.08.2007, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2007, no valor de R\$ 360.066, correspondentes a R\$ 0,5516214256 por ação, os quais foram pagos em 25.10.2007.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 30% do lucro líquido ajustado, conforme disposto no Estatuto Social da Companhia.

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	1.045.627	979.146
Constituição da reserva legal (5%)	<u>(52.282)</u>	<u>(48.957)</u>
Base de cálculo	<u>993.345</u>	<u>930.189</u>
Dividendos mínimos obrigatórios (30%)	<u>298.004</u>	<u>279.057</u>
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	151.301	182.649
Dividendos intercalares	360.066	324.000
Dividendos adicionais propostos	<u>457.279</u>	<u>393.189</u>
Subtotal	968.646	899.838
IRRF dos juros sobre o capital próprio	<u>24.699</u>	<u>30.351</u>
Total	<u>993.345</u>	<u>930.189</u>
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por ação ordinária (em R\$ 1,00):	1,5218031188	1,4250471146

Os dividendos adicionais propostos, no valor de R\$ 457.279, correspondem a R\$ 0,7005499732 por ação, serão pagos após deliberação da Assembleia Geral Ordinária que aprovar as demonstrações contábeis.

A destinação do lucro líquido do exercício foi refletida nas demonstrações contábeis no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária.

25 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora						
	2007				2006		
	Custos		Despesas		Total		Total
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Com Vendas	Gerais e Administrativas			
Pessoal	89.037	7.915	6.549	37.909	141.410	126.889	
Administradores	-	-	-	10.878	10.878	8.474	
Material	19.640	240	44	1.347	21.271	22.220	
Serviço de terceiro	42.176	2.037	863	29.969	75.045	67.727	
Combustível p/produção de energia	118.684	-	-	-	118.684	95.575	
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	71.127	-	-	-	71.127	26.830	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	169.161	-	169.161	162.625	
Depreciação e amortização	174.910	-	2	1.609	176.521	159.004	
Seguros	6.020	494	-	284	6.798	6.097	
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	-	-	5.315	5.315	7.351	
Contribuições setoriais	-	-	1.988	208	2.196	2.330	
Taxa de fiscalização	-	-	-	6.782	6.782	8.011	
Contribuições e doações	222	54	16	6.889	7.181	5.319	
Outros	4.556	90	415	12.526	17.587	26.273	
	<u>526.372</u>	<u>10.830</u>	<u>179.038</u>	<u>113.716</u>	<u>829.956</u>	<u>724.725</u>	

	Consolidado						
	2007				2006		
	Custos		Despesas		Total		Total
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Com Vendas	Gerais e Administrativas			
Pessoal	89.370	7.915	6.549	38.485	142.319	127.686	
Administradores	-	-	-	12.356	12.356	9.944	
Material	21.589	240	50	1.421	23.300	23.897	
Serviço de terceiro	50.384	2.037	1.134	33.984	87.539	78.240	
Combustível p/produção de energia	126.960	-	-	-	126.960	102.070	
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	89.756	-	-	-	89.756	38.326	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	205.762	-	205.762	202.545	
Depreciação e amortização	219.117	-	2	10.000	229.119	208.364	
Seguros	7.146	494	-	284	7.924	7.561	
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	-	-	5.315	5.315	7.355	
Contribuições setoriais	-	-	2.701	307	3.008	2.803	
Taxa de fiscalização	-	-	-	8.117	8.117	9.419	
Contribuições e doações	295	54	16	7.420	7.785	9.714	
Outros	5.012	90	543	12.432	18.077	28.200	
	<u>609.629</u>	<u>10.830</u>	<u>216.757</u>	<u>130.121</u>	<u>967.337</u>	<u>856.124</u>	

26 – (CONSTITUIÇÃO) REVERSÃO DE PROVISÕES OPERACIONAIS, LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Benefícios pós-emprego	818	(7.881)	818	(7.881)
Contingências cíveis	(4.644)	23.520	(6.746)	23.078
Contingências tributárias	1.213	(1.600)	1.213	(1.600)
Contingências trabalhistas	1.653	(1.442)	1.653	(1.442)
Outras	702	(702)	833	(702)
	(258)	11.895	(2.229)	11.453

27 – GANHOS EM AÇÕES JUDICIAIS

Em 2007, foi reconhecido o ganho de R\$ 3.700, decorrente do trânsito em julgado de decisão favorável no processo que se discutia a redução da alíquota de retenção do Seguro Acidente do Trabalho - SAT.

No exercício de 2006, a Companhia e sua controlada CIEM obtiveram ganhos em ações judiciais no valor de R\$ 87.535 e R\$ 1.152, respectivamente, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS. Também em 2006, a Tractebel Energia obteve ganho judicial, no valor de R\$ 5.815, relativo a acordo efetuado em ação declaratória pelo pagamento indevido de seguro garantia em processo de concorrência internacional para importação de energia da Argentina.

28 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	44.591	42.771	60.358	55.487
Juros sobre valores a receber	10.943	24.910	11.175	24.774
Variação monetária sobre depósitos judiciais	14.421	12.489	16.621	14.364
Variação monetária sobre contas a receber e outras	5.756	2.726	5.756	2.738
Outras	<u>6.314</u>	<u>9.865</u>	<u>6.692</u>	<u>10.303</u>
	<u>82.025</u>	<u>92.761</u>	<u>100.602</u>	<u>107.666</u>
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	82.539	96.970	124.841	151.360
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	20.187	18.039
Encargos sobre passivo atuarial	44.206	49.480	44.206	49.480
Encargos sobre provisões operacionais, líquidos	3.775	1.973	3.854	1.974
Encargos sobre tributos e contribuições sociais	2.856	332	4.906	364
Variação monetária sobre financiamentos e debêntures	18.058	6.590	22.103	8.949
Variação monetária sobre Concessão ANEEL	-	-	14.115	6.941
Variação monetária outras	3.665	4.671	3.966	4.703
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	(54.532)	(25.138)	(54.532)	(25.138)
Perdas com operações de <i>swaps</i> cambiais	21.551	17.441	21.551	25.684
CPMI ¹	14.483	11.786	19.947	15.565
Outras	<u>7.926</u>	<u>5.218</u>	<u>10.111</u>	<u>5.953</u>
	<u>144.527</u>	<u>169.323</u>	<u>235.255</u>	<u>263.874</u>
	<u>62.502</u>	<u>76.562</u>	<u>134.653</u>	<u>156.208</u>

29 – 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. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer *hedge* contra esses riscos, porém os mesmos 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.

Em novembro de 2007, a Companhia liquidou sua última operação *swap* no mercado de balcão, onde a variação cambial de empréstimos e financiamentos era trocada pela variação do CDI.

O resultado dessas operações está apresentado na despesa financeira na rubrica “Perdas com operações de *swaps* cambiais”.

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo 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.

Nas transações de venda para clientes industriais, os chamados Consumidores Livres, para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais, a Companhia, através de sua área de crédito, procede a uma análise de crédito prévia e estabelece, em conjunto com o Comitê de Crédito, o 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 4, 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, financiamentos e debêntures 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.

	Controladora			
	2007		2006	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda estrangeira	299.197	322.316	388.401	363.812
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda nacional	117.360	116.564	211.948	215.188
Debêntures	592.440	483.202	215.004	195.865
	<u>1.008.997</u>	<u>922.082</u>	<u>815.353</u>	<u>774.865</u>

	Consolidado			
	31.12.2007		31.12.2006	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda estrangeira	299.197	322.316	388.401	363.812
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda nacional	792.558	721.916	527.929	456.127
Debêntures	721.479	601.958	361.178	332.301
	<u>1.813.234</u>	<u>1.646.190</u>	<u>1.277.508</u>	<u>1.152.240</u>

30 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S. A. – ITASA

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica 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, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do Dólar acrescido da inflação norte americana.

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, celebrado pela Companhia, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, no montante anual de 2.395.903 MWh. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato 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 Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, 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 de Compra e Venda de Energia Elétrica, 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 31.03.2017.

Contrato 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 Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, 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 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 anualmente pela variação do IGP-M.

Companhia Energética São Salvador – CESS

Contrato 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 anualmente pela variação do IGP-M.

Suez-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

Em 17.04.2007, a Companhia celebrou contrato com a Suez-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 Assembléia Geral Extraordinária - A.G.E. realizada em 17.04.2007, tendo o acionista controlador renunciado ao seu 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. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de 1.500.000 EUROS, devendo os serviços executados e respectivos honorários ser submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	2007						2006	
	SESA ^(a)	CEM	ITASA	LAGES	TBLC ^(b)	CESS ^(c)	Total	Total
Ativo								
Contas a receber	12	338	1.715	800	53.124	62	56.051	17.732
Dividendos a receber de controladas	-	61.363	3.429	4.929	21.285	-	91.006	103.021
Passivo								
Fornecedores	-	33.372	9.945	8	6.387	-	49.712	42.068
Dividendos e juros s/ o capital próprio	365.602	-	-	-	-	-	365.602	327.989

	2007							2006	
	SUEZ ^(d)	DELTA	CEM	ITASA	LAGES	TBLC ^(b)	CESS ^(c)	Total	Total
Resultado									
Receita operacional									
Suprimento de Energia	-	-	-	-	5.801	323.593	-	329.394	142.121
Serviços									
Administração	-	-	681	-	107	26	389	1.203	759
Oper. e manut.	-	-	1.790	10.167	1.484	-	-	13.441	12.995
Custo de Energia Elétrica									
Compra energia	-	-	277.017	116.136	-	-	-	393.153	382.798
Outros	-	-	-	-	31	-	-	31	18
Despesas Operacionais									
Gerais e Administrativas	2.540	-	-	-	-	-	-	2.540	-
Financeiro									
Receita financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	213
Resultado de Participações Societárias	-	(31)	94.978	12.149	7.929	64.066	-	179.091	113.538

^(a) Suez Energy South America Participações

^(b) Tractebel Energia Comercializadora

^(c) Companhia Energética São Salvador

^(d) Suez-Tractebel S.A.

31 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida, 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 31.12.2007 é de R\$ 209.041 (R\$ 243.059 em 31.12.2006).

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES. Como interveniente, a Companhia assumiu as 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 31.12.2007 totaliza R\$ 156.109 (R\$ 180.511 em 31.12.2006).

Lages Bioenergética Ltda.

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, 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 31.12.2007 totaliza R\$ 31.877 (R\$ 38.585 em 31.12.2006).

Companhia Energética São Salvador – CESS

A Companhia é interveniente nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE São Salvador. A interveniente deu, em caução, a totalidade das ações de emissão da CESS, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2007 é de R\$ 407.210.

32 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US\$ 3.570.974 mil, equivalentes a R\$ 6.325.266 em 31.12.2007, e de lucro cessante com valor declarado de US\$ 42.458 mil, equivalentes a R\$ 75.206 em 31.12.2007. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US\$ 250.000 mil, equivalentes a R\$ 442.825 em 31.12.2007, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada Companhia Energética Meridional - CEM, está incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US\$ 278.569 mil, equivalentes a R\$ 493.429 em 31.12.2007.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US\$ 50.000 mil, equivalentes a R\$ 88.565 em 31.12.2007. 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\$ 25.000 mil equivalentes a R\$ 44.283 em 31.12.2007, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US\$ 50.000 mil, equivalentes a R\$ 88.565 em 31.12.2007.

A Companhia Energética São Salvador – CESS, controlada da Tractebel Energia desde 01.05.2007, possui apólice de seguros de riscos de engenharia com cobertura de manutenção ampla de 12 meses, com limite máximo de indenização de R\$ 701.880. A CESS possui ainda, duas apólices de responsabilidade civil com coberturas de R\$ 22.200 cada.

Além destes seguros estratégicos, a Tractebel Energia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade para conselheiros, diretores e administradores extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

33 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

A Companhia mantém Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência até a data de 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

A Companhia tem 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.

c) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está quase totalmente contratada até 2008 e com parcela significativa contratada em 2009 e 2010.

d) 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 ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguiana 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 Portaria, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005, foi publicada Resolução Normativa ANEEL 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 Uruguiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos, o valor da garantia física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato de 300 MW foi reduzido 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 físico, 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 elas 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 vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inábeis.

Em 20.06.2006, a ANEEL, através de Resolução Normativa, reduziu a zero os valores de garantia física de energia elétrica oriunda de importação da CIEN em decorrência da impossibilidade de fornecimento de energia elétrica por parte desta empresa. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de cinco anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS, renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato em 22 de maio de 2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém, a MSGás comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, vendedora do gás para a MSGás.

Ante a ameaça da Petrobras de cortar o suprimento de gás para a Usina, a Companhia ajuizou medida cautelar contra a MSGás e a Petrobras, com pedido de antecipação de tutela, que foi deferida para obrigar a manutenção do fornecimento do gás, nos termos do contrato.

A Companhia também ajuizou ação ordinária visando a renovação do contrato por mais um período, cujo processo está tramitando no Poder Judiciário da Comarca do Mato Grosso do Sul.

Em recente recurso ajuizado perante o Superior Tribunal de Justiça, a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás para a Usina.

Em consequência, a Companhia tem comprado energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para suprir o lastro de energia vendida de Arjona. Alternativamente, está sendo avaliada a viabilidade da usina operar com óleo diesel como combustível, uma vez que a mesma possui essa flexibilidade.

34 – ALTERAÇÃO DA LEGISLAÇÃO SOCIETÁRIA BRASILEIRA - LEI 6.404/1976

Em 28.12.2007, foi promulgada a Lei nº. 11.638, que altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações nº 6.404, de 15.12.1976, notadamente em relação ao capítulo XV, que trata sobre matéria contábil, com vigência a partir do exercício que se inicia em 1º de janeiro de 2008. A referida lei visa, principalmente, a atualização da lei societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes das normas internacionais de contabilidade e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em consonância com os padrões internacionais de contabilidade. Algumas alterações devem ser aplicadas a partir do início do próximo exercício, enquanto outras dependem de normatização por parte dos órgãos reguladores.

As principais modificações podem ser sumarizadas como segue:

- Substituição da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos – DOAR pela Demonstração dos Fluxos de Caixa - DFC;
- Inclusão da apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA;
- Criação da possibilidade da escrituração das transações para atender à legislação tributária e, na sequência, os ajustes necessários para atender às práticas contábeis;
- Criação de dois novos subgrupos de contas: Intangível, no Ativo Permanente e Ajustes de Avaliação Patrimonial, no Patrimônio Líquido, para permitir o registro de determinadas avaliações de ativos a preço de mercado, principalmente instrumentos financeiros; registro de variação cambial sobre investimentos societários no exterior avaliados pelo método de equivalência patrimonial; ajustes dos ativos e passivos a valor de mercado, em razão de fusão e incorporação ocorrida entre partes não relacionadas que estiveram vinculadas à efetiva transferência de controle;
- Normatização de novos critérios para a classificação e a avaliação das aplicações em instrumentos financeiros, inclusive derivativos;
- Introdução do conceito de ajuste a valor presente para as operações ativas e passivas de longo prazo e para as relevantes de curto prazo;
- Alteração dos parâmetros de avaliação de coligadas pelo método de equivalência patrimonial;
- Introdução do conceito sociedade de grande porte;

A Companhia já vem apresentando a DFC e a DVA como informações suplementares às demonstrações contábeis divulgadas, e a segregação do Intangível, no Ativo Permanente.

Em razão dessas alterações terem sido recentemente promulgadas e algumas ainda dependerem de normatização dos órgãos reguladores para serem aplicadas, a Administração da Companhia ainda não conseguiu avaliar todos os efeitos que as alterações introduzidas pela nova lei poderiam resultar em suas demonstrações contábeis e nos resultados dos exercícios seguintes.

35 – EVENTO SUBSEQÜENTE

A Tractebel Energia S.A. e sua controlada integral Companhia Energética Meridional – CEM, comunicaram através de Fato Relevante publicado em 24.01.2008, que seus Conselhos de Administração submeterão aos seus acionistas, em Assembléia Geral Extraordinária a ser convocada, a incorporação, pela Tractebel Energia, de sua subsidiária integral CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM, a valor contábil.

A incorporação pretendida objetiva a simplificação da estrutura societária do grupo, mediante a reestruturação societária e patrimonial concernente na operação de incorporação da CEM pela Tractebel Energia, a qual não só reduzirá a estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos, bem como facilitará a unificação, padronização e aperfeiçoamento da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitirá a eliminação dos custos de negociação que a manutenção das duas companhias impõe.

O Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação foi firmado entre as partes e a proposta de incorporação foi previamente aprovada pelo Conselho de Administração das Companhias e pelos debenturistas da 1ª emissão de debêntures da CEM.

Adicionalmente, a ANEEL, através de Resolução autorizativa, anuiu a transferência da concessão de geração da Usina Hidrelétrica Cana Brava – UHCB para a Tractebel Energia, em virtude da referida incorporação.

(A nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2007 encontra-se na próxima página)

(Nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro 2007, da Tractebel Energia S.A.)

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

Pierre Michel Philippe Chareyre
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
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

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 S-SC

Deloitte

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 231
22º, 25º e 26º andares
20030-905 - Rio de Janeiro - RJ
Brasil

Tel.: +55 (21) 3981-0500
Fax: +55 (21) 3981-0600
www.deloitte.com.br


PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

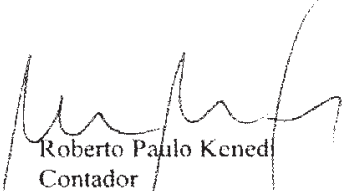
Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis – SC

1. Examinamos os balanços patrimoniais, individual e consolidado, da Tractebel Energia S.A. (“Sociedade” ou “controladora”) e controladas, levantados em 31 de dezembro de 2007, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.
2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e os sistemas contábil e de controles internos da Sociedade e 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 Sociedade e suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Tractebel Energia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2007, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Nosso exame foi conduzido com o objetivo de emitirmos parecer sobre as demonstrações contábeis básicas referidas no parágrafo 1, tomadas em conjunto. As demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, que estão sendo apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a Sociedade e suas controladas, não são requeridas como parte integrante das demonstrações contábeis básicas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. As demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos no parágrafo 2 e, em nossa opinião, essas demonstrações suplementares estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis básicas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, tomadas em conjunto.
5. As demonstrações contábeis básicas e as demonstrações suplementares dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2006, apresentadas para fins de comparação, foram examinadas por outros auditores independentes, que emitiram parecer, em 05 de fevereiro de 2007, sem ressalvas.

Rio de Janeiro, 1º de fevereiro de 2008

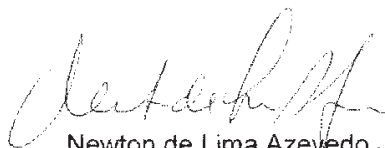

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC


Roberto Paulo Kenedi
Contador
CRC 1RJ 081.401/O-5 "S" SC

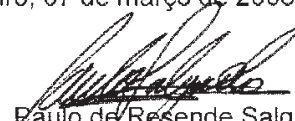
PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, incluindo as Demonstrações Contábeis e o Relatório da Administração relativos ao exercício de 2007, e com base no parecer dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu emitido em 01/02/08, declaram que o Relatório Anual da Administração representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2007, estando em condições de ser apreciado pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

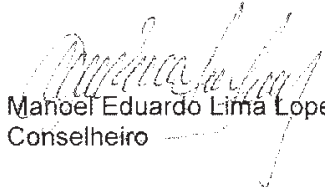
Rio de Janeiro, 07 de março de 2008.



Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente



Paulo de Resende Salgado
Conselheiro



Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

-
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
DO EXERCÍCIO DE 2006
E
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
DOS
EXERCÍCIOS DE 2006 E DE 2005

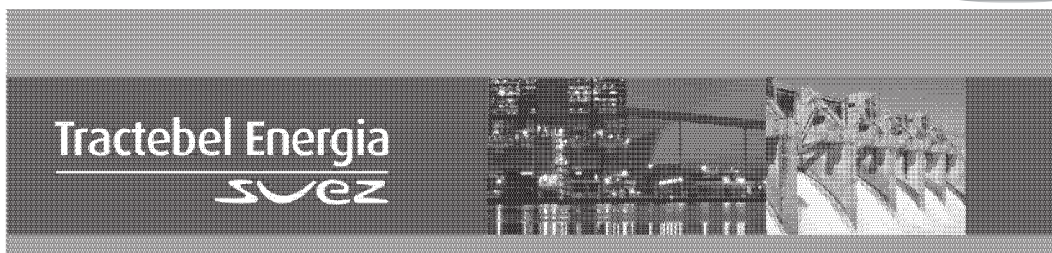
TRACTEBEL ENERGIA S. A.**

**DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM
INVESTIDORES**

U. O. CONTABILIDADE – DCO



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



Relatório da Administração – 2006

Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia (“Tractebel” ou “a Companhia”) tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes demonstrações contábeis, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006. As informações estão apresentadas em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O desempenho da Tractebel Energia em 2006 demonstra que o ano foi positivo sob todas as perspectivas, sejam elas econômicas, financeiras, operacionais ou institucionais. Foram várias as conquistas que obtivemos durante o exercício, todas fortemente marcadas pelo alinhamento de nossas ações a uma gestão pautada pelos preceitos do desenvolvimento sustentável de longo prazo do negócio. Entendemos que seja de fundamental importância a geração de valor aos nossos acionistas, sempre preservando o relacionamento ético, transparente e justo com os demais interessados nas atividades da Companhia, como os nossos clientes, fornecedores, empregados, as entidades governamentais e as comunidades onde estamos inseridos.

Nossa visão de negócios é sustentada em valores que compartilhamos com nosso controlador, o grupo franco-belga SUEZ, de profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, criação de valor, respeito pelo meio ambiente e ética, e, como mostram nossos resultados e os destaques que essa publicação apresentará detalhadamente, acreditamos estar no caminho certo.

Uma das maiores conquistas do ano foi a certificação da totalidade de nossas 13 usinas nas normas ISO NBR 9001 e 14001 – somos a única dentre as principais empresas do setor a atingir tal resultado. Adicionalmente, a Unidade de Co-geração Lages obteve o registro no Comitê de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU), conquistando o direito de comercializar créditos de carbono no mercado internacional, por meio do programa de Redução Certificada de Emissões.

A gestão baseada no tripé da sustentabilidade – econômico, social e ambiental - é o foco de nossa administração. Todo nosso planejamento, de médio e longo prazo, considera essas dimensões no processo de tomada de decisão e no estabelecimento de metas e objetivos anuais, tanto para a Companhia, como para cada uma de nossas controladas.

A adesão ao Novo Mercado, realizada no final de 2005, é outro indicador de nosso comprometimento com a ética, a responsabilidade e a transparência – aspectos intangíveis que, acreditamos, o mercado tem reconhecido e valorizado de forma tangível.

O primeiro ano de atuação no Novo Mercado foi marcado por uma aproximação ainda maior da Companhia junto a seus investidores. Essa postura teve reflexo sobre o desempenho positivo de nossas ações, e resultou em sua permanência no Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC), no Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG) e no Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bovespa (ISE). Adicionalmente, fomos agraciados com o prêmio de “Maior Evolução em Relações com Investidores” concedido pela *Investor Relations Magazine*.

Sob os aspectos econômico e financeiro, estamos preparados para manter nossa posição de maior geradora privada de energia elétrica do País. Caminhamos nessa direção, atentos a todas as oportunidades de crescimento, seja através de aquisições de ativos ou do desenvolvimento de novos empreendimentos, buscando maiores volumes de vendas nos leilões de energia elétrica e no atendimento ao setor industrial.

Nossa situação financeira é favorável e confortável, com baixo nível de alavancagem e uma forte e estável geração de caixa. Em 2006, nosso EBITDA - lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações - foi de R\$ 1.595 milhões e o lucro líquido atingiu R\$ 979 milhões, um crescimento de 9,9% e 6,4%, respectivamente, em relação a 2005.

As perspectivas para o futuro continuam favoráveis, e estamos preparados para assumir as responsabilidades que novas oportunidades poderão exigir e prontos para o crescimento. Entre os desafios de 2007, podemos vislumbrar os investimentos necessários ao desenvolvimento da Usina Hidrelétrica São Salvador, no Estado de Tocantins, que teve as obras iniciadas em 2006, agregando 241 MW em nossa capacidade instalada. Adicionalmente, no médio prazo teremos investimentos na Usina Hidrelétrica Estreito, localizada entre os Estados de Tocantins e do Maranhão, que agregará à Companhia mais 435 MW de capacidade instalada. Pretendemos ainda, incrementar a diversificação do portfólio de clientes livres, realizar novas vendas de créditos de carbono com base no acordo com o Banco Mundial e investir em melhoramentos na Usina Hidrelétrica Salto Osório e na Usina Termelétrica Jorge Lacerda.

Muito importante também é nossa disposição de ampliar ainda mais os cuidados com o meio ambiente, promovendo ações não apenas de compensação à execução de nossas atividades, mas com o objetivo de criar vantagens significativas em relação à demanda de nossos negócios.

Responsabilidade, ética e sustentabilidade: esses são os conceitos-chave que guiam nosso dia-a-dia. Agradecemos a todos pela confiança, incentivo e dedicação aos negócios da Tractebel Energia e reafirmamos nosso compromisso de continuar nesse caminho, para o bem da Companhia, de seus acionistas, de seus empregados e de todos os demais que interagem com nossas atividades.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

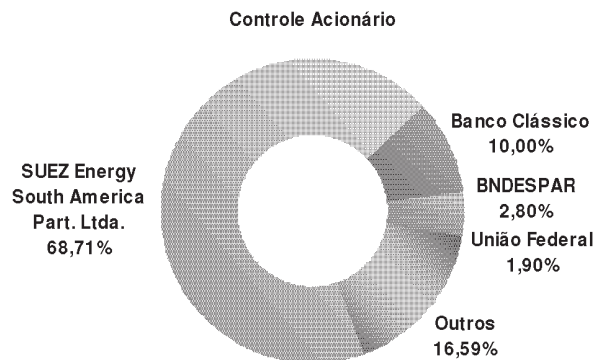
1. PERFIL INSTITUCIONAL

Com sede em Florianópolis (SC) e um escritório de vendas em São Paulo (SP), a Tractebel Energia S.A. possui um parque gerador composto por seis usinas hidrelétricas e sete usinas termelétricas, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás, totalizando 905 empregados diretos. Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, e duas são operadas pela Tractebel Energia por meio de consórcios com outras empresas.

A capacidade instalada das 13 usinas é de 6.977 MW, dos quais 5.764 MW provenientes de geração hidrelétrica e 1.213 MW de geração termelétrica, correspondendo a cerca de 7% da capacidade instalada total do Brasil.

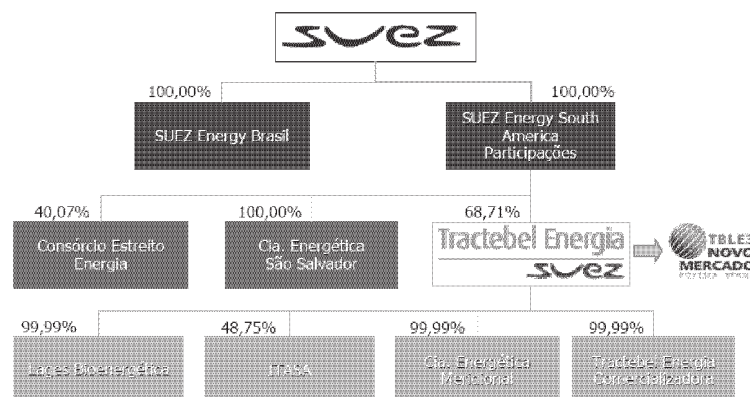
1.1 Controle Acionário

Em 31 de dezembro de 2006, o capital social da Companhia era de R\$ 2.446 milhões, representado por 652.742.192 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.



1.2 Organograma Societário

A Tractebel Energia é controlada pela SUEZ Energy South America Participações Ltda (SESA), subsidiária integral do grupo franco-belga SUEZ, que por sua vez é o maior fornecedor de energia e serviços industriais da Europa e o segundo em gestão de resíduos e em usinas de tratamento de água.



2. CONJUNTURA MACROECONÔMICA

A economia brasileira tem se mantido estável e consistente, em decorrência da continuidade da política econômica adotada pelo governo brasileiro. A inflação esteve sob controle, mantendo-se no patamar de 3,8%, segundo o IGP-M, e 3,1% de acordo com o IPCA.

A taxa Selic apresentou quedas sucessivas, passando de 17,25% no início de 2006 para 13,25% em dezembro. Essa taxa continua alta se comparada aos padrões internacionais, o que resultou no ingresso de divisas estrangeiras no País, causando uma depreciação de 8,1% do dólar frente ao Real no ano, encerrando o período cotado a R\$ 2,14.

O superávit comercial foi de US\$ 46,1 bilhões, graças ao bom desempenho das exportações, que fecharam o ano superando US\$ 137,5 bilhões, o que representa um incremento de 17% em relação a 2005. As importações também registraram alta de 25% em comparação ao ano anterior. Já o superávit primário totalizou 4,3% do Produto Interno Bruto (PIB), valor próximo à meta estabelecida para o ano, de 4,2%.

O crescimento da economia em 2006 ficou aquém do esperado pelo mercado, com o PIB crescendo 2,9%, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Parte significativa do crescimento deve ser creditado ao consumo interno, cuja expansão foi de 3,7%, impulsionado pelo aumento da renda familiar e do crédito.

3. MERCADO DE ENERGIA

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em 2006 verificou-se a geração de 47,8 GW médios no Brasil. As usinas hidrelétricas foram responsáveis pela geração da maior parte da energia, 92%, a partir de aproximadamente 640 usinas.

Ainda segundo a CCEE, do total de geração registrado no período, 69% foram destinados ao mercado cativo, 21% ao mercado livre – segmento em franca expansão –, 5% à auto-produção e 5% de perdas. Geograficamente, a Região Sudeste respondeu por 54% da demanda no País, seguida das Regiões Sul e Nordeste, cada uma com 17%. Quanto à classe de consumidores, a indústria continuou sendo o maior consumidor, absorvendo 44% da energia.

Também em 2006, houve uma expansão de 3,8% no consumo de energia elétrica no Brasil, contra um crescimento de 2,9% da economia, resultando em um múltiplo de 1,3 entre os dois indicadores, valor em linha com a elasticidade histórica. Para 2007, espera-se um incremento superior ao de 2006, podendo alcançar mais de 5,0%, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Tal nível de crescimento demanda mais investimentos no setor. Para tanto, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu, em 2005, o Plano Decenal de Expansão, que prevê o aumento em até 39 GW da capacidade de geração até 2012, dos quais 30 GW (77%) deverão corresponder à energia hidrelétrica e 9 GW (15%) à energia termelétrica.

O setor é regulado desde 2004 pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004), que promoveu mudanças significativas. Com o novo modelo, os distribuidores passaram a contratar 100% de sua demanda por meio de leilões organizados pelo governo. A estimativa de consumo nacional é determinada por todos os distribuidores no país, que apresentam as projeções de suas próprias demandas para os próximos anos ao governo. Nesses dois anos de vigência, constatou-se que o modelo é sólido e estável, tornando o mercado atraente para novos investimentos.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1 Geração de Energia

Em 2006, a produção total de energia elétrica da Companhia alcançou 21.351 GWh (2.437 MW médios), dos quais 15.885 GWh (1.813 MW médios) provenientes das hidrelétricas e 5.466 GWh (624 MW médios) das termelétricas.

A geração apresentou redução de 28,4% em relação a 2005, em razão da estiagem ocorrida na Região Sul do Brasil. Esses dados incluem a totalidade da produção das Usinas Itá e Machadinho, nas quais a Tractebel Energia detém 70,0% e 16,9% de participação respectivamente, visto que a Tractebel Energia é responsável pela operação da usina e o seu despacho perante o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

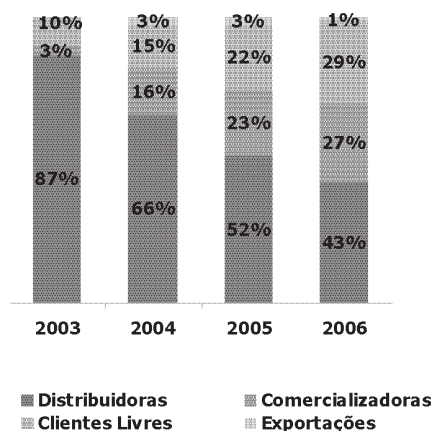
O patamar de disponibilidade, desconsiderando-se as paradas programadas, alcançado em 2006 foi de 98,4%, frente aos 97,2% verificados em 2005. Quando consideradas todas as paradas, a disponibilidade global foi elevada de 90,8% em 2005 para 93,5% em 2006, sendo 95,0% na geração hidrelétrica e 86,4% na termelétrica.

4.2 Base de Clientes

A base de clientes da Tractebel Energia é composta por concessionárias distribuidoras de energia, comercializadoras e consumidores livres (normalmente indústrias). A Companhia estabeleceu como parte de sua estratégia de negócios a diversificação de sua base de clientes, enfocando os consumidores livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas da Companhia saltou de 22% em 2005 para 29% em 2006.

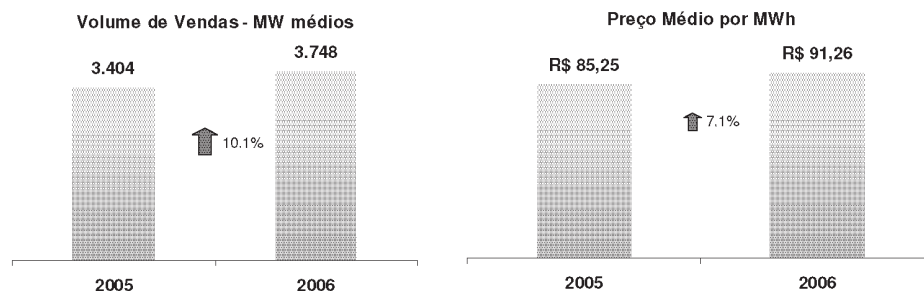
No decorrer do ano a Tractebel Energia adicionou ao seu portfólio de clientes empresas de primeira linha, como Aracruz Celulose, Cargill, John Deere, Kimberly Clark, Malwee Malhas, Michelin, Petroflex, Pirelli, Procter & Gamble, Schincariol, Schulz, Vega do Sul (do grupo Arcelor), Wetzol, Whirlpool, entre outras. Ao final do ano, a Companhia contabilizou mais de 120 unidades industriais de mais de 80 empresas.

Vendas físicas por tipo de cliente



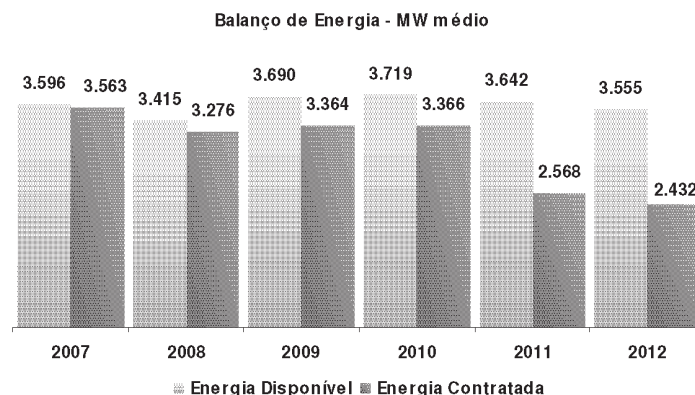
4.3 Volume de Vendas

As vendas físicas aumentaram 10,1%, totalizando 32.836 GWh (3.748 MW médios), contra os 29.823 GWh (3.404 MW médios) do ano anterior. O preço médio dos contratos comercializados atingiu R\$ 91,26/MWh, 7,1% superior ao do ano anterior, que foi de R\$ 85,25/MWh.



4.4 Balanço de Energia

A Tractebel Energia está com sua disponibilidade de energia, incluindo aquisições de terceiros, quase totalmente contratada até 2008. A Companhia optou por ter parte substancial de sua disponibilidade descontratada a partir de 2009, quando previsões do setor apontam para um potencial aumento de preço.



5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Principais indicadores

As informações apresentadas a seguir encontram-se em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Indicadores	2005	2006	Variação
Econômicos			
Receita Operacional Bruta	2.593	3.061	18,1%
Receita Operacional Líquida	2.288	2.706	18,2%
EBITDA	1.451	1.595	9,9%
Margem EBITDA	63,4%	59,0%	-4,4 p.p.
Resultado do Serviço – EBIT	1.243	1.387	11,6%
Resultado Financeiro	(136)	(156)	15,1%
Lucro Líquido	920	979	6,4%
Financeiros			
Ativo Total	5.652	5.539	-2,0%
Patrimônio Líquido	2.686	2.765	2,9%
Investimentos	44	69	56,8%
Dívida Líquida Ajustada	1.244	1.025	-17,6%
Ações			
Nº de Ações (mil)	652.742	652.742	0,0%
Lucro Líquido por Ação (R\$)	1,41	1,50	6,4%
Preço Médio da Ação – ON (R\$)	10,09	16,53	63,8%
Distribuição de Dividendos	874	930	6,4%
Mercado			
Vendas de Energia (GWh)	29.823	32.836	10,1%
Vendas de Energia (MW médios)	3.404	3.748	10,1%
Corpo Funcional			
Empregados	893	905	1,3%

Nota: 1) EBITDA: lucro operacional + despesas financeiras + depreciação e amortização + amortização de ágio

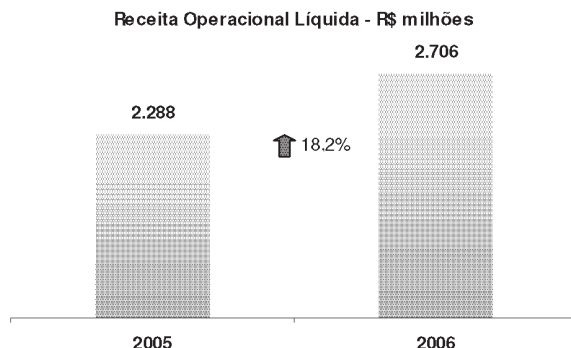
Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Contábeis.

5.1 Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta alcançou R\$ 3.061 milhões em 2006, um acréscimo de 18,1% em relação a 2005, que foi de R\$ 2.593 milhões. Os principais fatores que contribuíram para a sua evolução foram o incremento do volume de energia vendida, em 10,1%, e o aumento dos preços médios de venda, em 7,1%.

5.2 Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida de 2006 totalizou R\$ 2.706 milhões, versus R\$ 2.288 milhões no ano anterior, um incremento de 18,2%, variação esta consistente com o aumento da receita operacional bruta.



5.3 Custos e Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

Os custos e as despesas operacionais alcançaram R\$ 1.425 milhões no ano de 2006, representando um crescimento de 43,1% sobre o exercício anterior, que foi de R\$ 996 milhões. Esta variação decorreu do comportamento dos principais componentes a seguir:

Energia elétrica comprada de terceiros: aumento de R\$ 131 milhões em decorrência do maior volume de compromissos contratuais de venda de energia.

Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: crescimento de R\$ 274 milhões, devido principalmente: (a) à necessidade de reposição da energia do contrato com a Companhia de Interconexão Energética (CIEN), que se mostrou indisponível após a metade de 2006; (b) ao aumento médio dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD), na CCEE, que resultou no crescimento dos custos de energia de substituição termelétrica; e (c) aos maiores custos do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), em decorrência da produção reduzida, devido à forte estiagem que atingiu a Região Sul do País, onde está localizada a maior parte das usinas hidrelétricas da Tractebel Energia, no ano de 2006.

Encargos de uso da rede elétrica: acréscimo de R\$ 40 milhões, em função da substituição dos contratos iniciais, sobre os quais não incidiam encargos de transmissão, por contratos bilaterais, e também devido ao aumento real das tarifas de uso do sistema de transmissão.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: redução de R\$ 29 milhões, em decorrência do impacto na base de apuração desta contribuição, causada pela redução do despacho das usinas hidrelétricas pelo ONS, devido à já citada estiagem que atingiu a Região Sul.

5.4 Provisões operacionais líquidas

Decréscimo de R\$ 61 milhões, em função principalmente de reversão, em 2006, de: (a) provisão para contingência cível, em virtude de remota probabilidade de perda; e (b) pelo fato de, no exercício de 2005, terem sido reconhecidas provisões não recorrentes relativas a benefício pós-emprego, devido à alteração no plano de benefícios, e a manutenções programadas por conta de reavaliações no programa de manutenção.

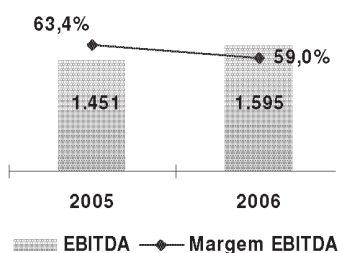
5.5 Ganho em ação judicial

Em 2006, a Companhia obteve ganho em ação judicial, no montante de R\$ 89 milhões, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS.

5.6 EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA do exercício de 2006 alcançou R\$ 1.595 milhões, um aumento de 9,9% em relação ao ano anterior, e a margem EBITDA foi de 59,0%, enquanto que no ano 2005 foi de 63,4%.

EBITDA (R\$ milhões) e Margem EBITDA (%)



5.7 Resultado Financeiro

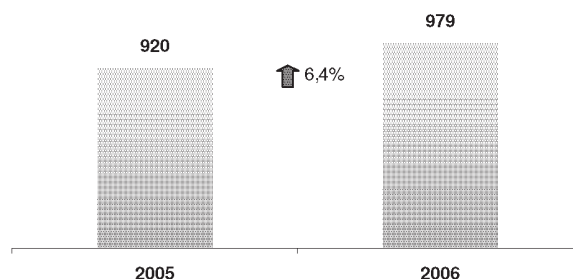
Receitas financeiras: redução de R\$ 31 milhões, devido, basicamente, ao decréscimo da renda de aplicações financeiras causada pelo menor volume de recursos disponíveis para aplicação e às menores taxas de juros praticadas pelo mercado.

Despesas financeiras: diminuição de R\$ 11 milhões, em decorrência, principalmente, da redução dos juros sobre a dívida, devido à queda da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) e às amortizações de financiamentos.

5.8 Lucro Líquido

O lucro líquido em 2006 atingiu R\$ 979 milhões, 6,4% acima do registrado em 2005, representando um lucro de R\$ 1,50 por ação.

Lucro Líquido - R\$ milhões

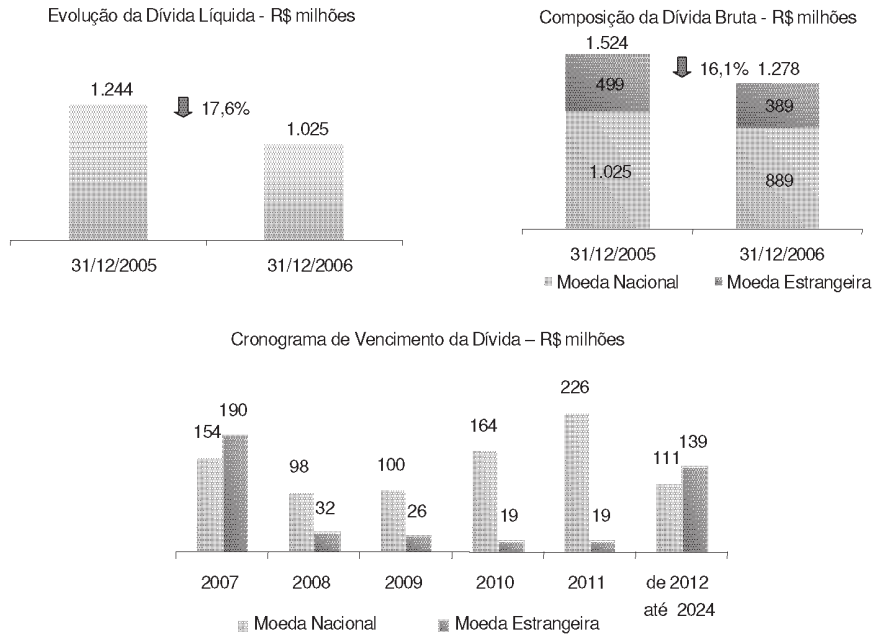


5.9 Dividendos

A Administração propõe a distribuição de R\$ 930 milhões em proventos, sendo R\$ 717 milhões sob forma de dividendos e R\$ 213 milhões como juros sobre o capital próprio, o que representa um pagamento de 95% do Lucro Líquido Ajustado do exercício e de aproximadamente R\$ 1,43 por ação, superando, dessa forma, a distribuição mínima de 55% do lucro líquido previsto em sua política de dividendos e o valor mínimo de 25%, previsto na Lei 6.404/76.

5.10 Endividamento

Em 31 de dezembro de 2006, a dívida líquida (dívida total menos o caixa e equivalentes e o resultado das operações de *swaps*) da Companhia totalizou R\$ 1.025 milhões, redução de 17,6% em relação ao ano anterior. Da mesma forma, a dívida bruta total, representada principalmente por empréstimos, debêntures e financiamentos, somava R\$ 1.278 milhões, o que significa queda de 16,2% em relação a 31 de dezembro de 2005. Do total da dívida, 30,4% estavam expostos à moeda estrangeira, dos quais 48,0% estavam protegidos da variação cambial por meio de instrumentos de *hedge*.



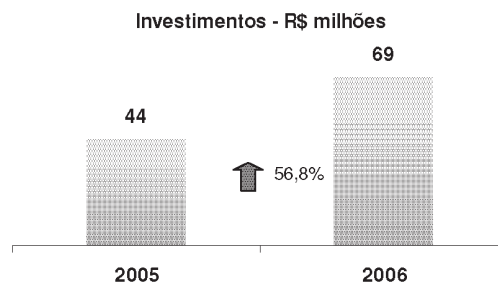
5.11 Ratings

Em 2006, a Standard & Poor's elevou o *rating* de crédito corporativo da Tractebel Energia de brA+ para brAA. Por sua vez, a Fitch Ratings elevou o rating da Companhia de AA- (bra) para AA (bra).

6. INVESTIMENTOS

6.1 Manutenção e Revitalização do Parque Gerador

Para manter os excelentes indicadores de eficiência e desempenho, a Tractebel Energia investiu R\$ 69 milhões em projetos de manutenção e revitalização do parque gerador ao longo de 2006, montante 56,8% superior ao de 2005.



6.2 Pesquisa e Desenvolvimento

O Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento consumiu um total de R\$ 6 milhões em 2006. Parte desse montante, mais de R\$ 2 milhões, foi direcionada para os 19 projetos aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dos quais cerca de 40% tinham enfoque ambiental.

Do restante, uma parcela superior a R\$ 2 milhões foi depositada no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, administrado pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) do Ministério da Ciência e Tecnologia; enquanto mais de R\$ 1 milhão foi destinado ao Ministério de Minas e Energia.

7. PERSPECTIVAS DE NOVOS PROJETOS PARA 2007

No primeiro semestre de 2007, a SESA deverá transferir seu controle sobre o projeto São Salvador à Tractebel Energia, que ficará responsável pela conclusão da construção e por sua operação.

A futura hidrelétrica, localizada no município de São Salvador, no Estado de Tocantins, receberá investimentos de R\$ 850 milhões, e representará um aumento de 241 MW na capacidade total da Companhia, equivalendo a 148 MW médios de energia assegurada. O início da produção está previsto para 2011.

O projeto Estreito recebeu, em 2006, licença de instalação do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (IBAMA). Tal licença cria condições mais seguras para a participação da usina nos leilões de energia nova.

Caso ocorra a venda da energia de Estreito ainda em 2007, o início da construção da hidrelétrica deve ocorrer logo após e a transferência do controle da SESA para a Tractebel será sequencial. Um dos maiores projetos de geração do Brasil, a Hidrelétrica Estreito, com 1.087 MW de capacidade instalada, acrescentará 435 MW médios de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia (parcela da potência total de 1.087 MW que cabe à Tractebel Energia).

A Hidrelétrica Estreito é controlada pelo Consórcio Estreito, formado pela SESA, que detém 40,1%; Companhia Vale do Rio Doce, com 30,0%; Alcoa Alumínio, com 25,5% e Camargo Corrêa Energia, com 4,4%.

8. GOVERNANÇA CORPORATIVA

8.1 Conselho de Administração e Conselho Fiscal

O Conselho de Administração da Tractebel Energia é composto por nove membros, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. O Conselho Fiscal é composto por três membros, um dos quais indicado pelos acionistas minoritários.

8.2 Controles Internos

A Tractebel Energia integra o Novo Mercado da Bovespa, segmento do qual fazem parte empresas que adotam, de forma voluntária, práticas de governança corporativa que superam as exigidas por lei. Adicionalmente, a Companhia segue os regulamentos da lei norte-americana Sarbanes-Oxley, uma vez que está alinhada com as normas de sua controladora indireta, a SUEZ, listada na Bolsa de Valores de Nova York.

8.3 Direitos dos Acionistas

Cada ação ordinária da Companhia confere ao seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária, e o direito de receber dividendos; de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições a acionistas; de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social: de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. De acordo com o regulamento do Novo Mercado, as ações ordinárias podem ser incluídas em oferta pública de ações, em decorrência da alienação do controle da Companhia, recebendo, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle. Além disso, a Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme cláusula compromissória constante do seu Estatuto Social.

9. MERCADO DE CAPITAIS

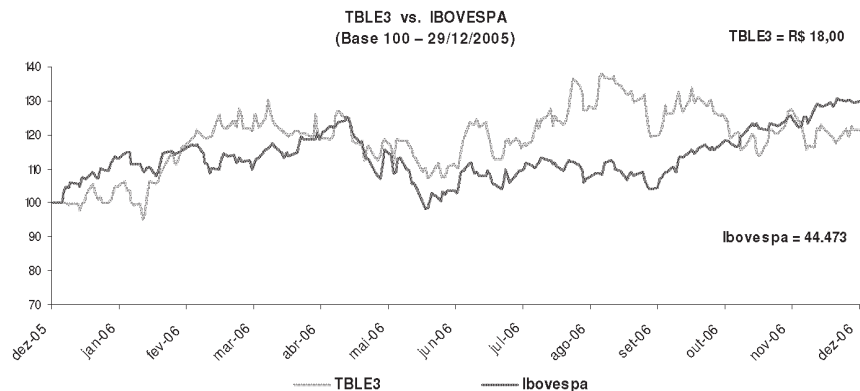
9.1 Ações

As ações da Tractebel Energia fazem parte do Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGD), do Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG) e do Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bovespa (ISE), e são negociadas na Bovespa sob o código TBLE3. Os *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível 1 são negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC), sob o código TBLEY, na relação de 1 ADR = 5 ações ordinárias.

As ações apresentaram valorização de 30% entre 31/12/2005 e 31/12/2006, contra 33% do Ibovespa. No encerramento do período, os papéis estavam cotados a R\$ 18,00/ ação, representando um valor de mercado da Companhia equivalente a R\$ 11.749 milhões. Comparativamente à média de 2005, as ações valorizaram 63,8%, em 2006, sendo esta média de R\$ 16,53 por ação.

Os papéis da Companhia registraram presença em 100% dos pregões da Bovespa em 2006 e o volume médio diário de negociação no período foi de R\$ 8,2 milhões.

Desempenho das ações em 2006



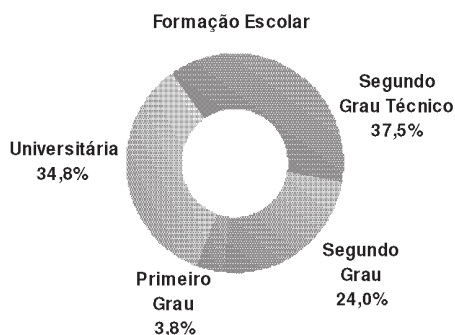
9.2 Relações com Investidores

Refletindo os esforços da Companhia para se aproximar do mercado de capitais, a *Investor Relations Magazine* concedeu à Companhia, em 2006, o prêmio de "Maior Evolução em Relações com Investidores".

A área de Relações com Investidores disponibiliza informações aos acionistas por meio do site corporativo (www.tractebelenergia.com.br), por meio de boletins eletrônicos informativos, relatórios trimestrais e anuais, bem como através de seu departamento de RI (telefone: 48 3221-7221).

10. RECURSOS HUMANOS

A Tractebel Energia contava ao final de 2006 com um contingente de 905 empregados altamente qualificados. Destes, 34,8% têm formação universitária e 37,5% o segundo grau técnico.



A Companhia entende que empregados motivados e bem treinados são fundamentais para o bom desempenho de seus negócios e, para tanto, realiza anualmente pesquisas de clima organizacional, oferece treinamento e capacitação, auxílio à formação educacional em diferentes níveis acadêmicos, bem como programas que possibilitam a evolução funcional e salarial de seus funcionários. Estes também têm acesso ao Plano de Previdência Privada com contribuição definida.

10.1 Saúde e Segurança

A Companhia oferece benefícios assistenciais e médicos, como convênios e o Programa Individual de Saúde, que permite aos empregados monitorarem suas condições físicas, além de estabelecer metas de saúde. Na área de segurança, possui programas de prevenção de acidentes de trabalho, que buscam permanentemente a redução das taxas de frequência e gravidade.

10.2 Treinamento e Capacitação

Visando o contínuo aperfeiçoamento e desenvolvimento de seus empregados, a Tractebel Energia oferece programas de formação continuada. Em 2006, a média de horas de treinamento por empregado foi de 69 horas/homem.

10.3 Participação nos Resultados

Em 2006, foram distribuídos aos empregados R\$ 12 milhões como participação nos lucros do ano de 2005. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada um e levou em consideração, além do resultado do lucro líquido e do EBITDA, o desempenho individual e o alcance de metas estabelecidas pelos seus gestores.

11. RESPONSABILIDADE SÓCIO-AMBIENTAL

Em 2006, os esforços da Tractebel Energia em valorizar e manter o meio ambiente foram reconhecidos.

Em junho, o Comitê de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), da Organização das Nações Unidas (ONU), concedeu o registro no MDL para a Unidade de Co-geração Lages pelo uso de resíduos de madeira como combustível. Dessa forma, a usina está habilitada a comercializar 220.000 créditos de Redução Certificada de Emissões por ano.

Em dezembro, a totalidade de suas usinas recebeu as certificações NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001. As unidades certificadas no ano foram: as Hidrelétricas Machadinho e Cana Brava, e as Termelétricas William Arjona, Charqueadas, Alegrete e a Unidade de Co-geração Lages.

11.1 Projetos Sociais

Os projetos sociais da Tractebel Energia são voltados, principalmente, para crianças em desvantagem social, com enfoque em sua educação, e para o meio ambiente das localidades situadas em sua área de atuação. A Companhia apóia projetos educacionais, incentiva instituições que atendem menores de comunidades carentes, promove eventos ambientais e educativos em suas áreas de atuação.

11.2 Gestão Ambiental

A Companhia possui o Código do Meio Ambiente, que prevê o cumprimento das exigências dos órgãos ambientais, bem como programas que monitoram os impactos ambientais nas áreas de influência de suas usinas.

Dentre suas iniciativas está o monitoramento da qualidade das águas e da fauna de peixes (ictiofauna); a recuperação e formação das matas ciliares; o controle das emissões de gases e resíduos das termelétricas; e o estudo e controle do impacto da realocação da comunidade local, fauna e flora quando da instalação das hidrelétricas.

12. AUDITORES INDEPENDENTES

Conforme o disposto no Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, BDO Trevisan Auditores Independentes, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente em 2006.

13. AGRADECIMENTOS

A administração da Tractebel Energia reconhece o esforço e empenho de seus empregados, bem como o apoio e profissionalismo de seus clientes e fornecedores, e agradece a estes e aos seus acionistas, instituições financeiras, entidades governamentais e órgãos reguladores e aos demais que contribuíram para o desempenho da Companhia em 2006.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2006	2005	2006	2005
		(Reclassificado)		(Reclassificado)	
ATIVO CIRCULANTE					
Numerário disponível		7.454	9.466	23.593	12.179
Aplicações financeiras	4	186.352	195.153	233.247	296.958
Recursos vinculados a pagamento de obrigações		21.643	-	21.643	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	314.663	302.792	358.002	320.605
Dividendos a receber de controladas	10	103.021	78.860	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	23.623	11.486	26.707	16.719
Almoxarifado		22.719	22.515	23.623	23.512
Cauções e depósitos vinculados		51.511	47.399	53.947	47.867
Ativo fiscal diferido	7	19.683	81.097	21.351	82.344
Despesas pagas antecipadamente		2.625	10.048	3.022	10.721
Outros		18.041	26.133	26.917	25.627
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		771.335	784.949	792.052	836.532
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Concessionárias e permissionárias	5	16.063	38.314	16.063	38.314
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	10.342	7.136	13.124	10.296
Cauções e depósitos vinculados		-	-	29.422	26.119
Depósitos judiciais	18	111.204	39.341	131.331	45.924
Alienação de bens e direitos	9	68.565	60.220	68.565	60.220
Ativo fiscal diferido	7	187.282	186.877	188.489	192.309
Outros		2.216	1.315	2.216	1.315
		395.672	333.203	449.210	374.497
Permanente					
Investimentos	10	843.659	887.117	36.873	43.619
Imobilizado	11	2.836.435	2.927.305	4.148.898	4.272.779
Intangível	12	1.256	1.782	77.310	80.689
Diferido		-	-	34.766	43.985
		3.681.350	3.816.204	4.297.847	4.441.072
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		4.077.022	4.149.407	4.747.057	4.815.569
TOTAL		4.848.357	4.934.356	5.539.109	5.652.101

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2006	2005	2006	2005
		(Reclassificado)		(Reclassificado)	
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	14	235.924	112.939	239.319	94.346
Dividendos e juros sobre o capital próprio	23	478.043	495.487	478.043	495.487
Empréstimos e financiamentos	15	256.152	194.135	306.079	243.343
Debêntures	16	15.004	10.286	37.834	31.090
Tributos e contribuições sociais		33.747	36.372	45.870	47.437
Obrigações estimadas	17	28.542	49.084	28.650	49.243
Operações com derivativos	28	4.526	46.181	4.526	65.876
Obrigações com o programa P&D		31.364	-	35.135	-
Provisão para contingências	18	11.000	41.595	11.206	42.326
Benefícios pós-emprego	20	20.369	81.020	20.369	81.020
Outros		35.581	32.814	39.781	37.220
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		1.150.252	1.099.913	1.246.812	1.187.388
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Exigível a Longo Prazo					
Empréstimos e financiamentos	15	344.197	601.949	610.251	911.138
Debêntures	16	200.000	198.348	323.344	338.196
Tributos e contribuições sociais parcelados		5.383	6.230	5.383	6.230
Obrigações estimadas	17	653	22.543	653	22.869
Provisões para contingências	18	53.041	77.125	56.289	79.902
Concessões a pagar	19	-	-	201.546	178.130
Benefícios pós-emprego	20	293.725	205.755	293.725	205.755
Passivo fiscal diferido	21	36.535	36.532	36.535	36.532
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		933.534	1.148.482	1.527.726	1.778.752
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	22	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	22	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	22	227.110	148.500	227.110	148.500
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.764.571	2.685.961	2.764.571	2.685.961
TOTAL		4.848.357	4.934.356	5.539.109	5.652.101

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**
(em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2006	2005	2006	2005
			(Reclassificado)		(Reclassificado)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
Fornecimento de energia elétrica		337.579	338.985	743.177	479.493
Suprimento de energia elétrica		2.276.942	2.066.598	2.291.922	2.097.482
Outras receitas		<u>24.056</u>	<u>22.469</u>	<u>25.638</u>	<u>15.752</u>
		<u>2.638.577</u>	<u>2.428.052</u>	<u>3.060.737</u>	<u>2.592.727</u>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL					
Impostos e contribuições sobre a receita		(199.631)	(266.703)	(320.587)	(298.830)
Pesquisa e desenvolvimento		(24.661)	-	(28.318)	-
Venda de cinzas da CCC/CDE, líquida de impostos		<u>(6.300)</u>	<u>(5.531)</u>	<u>(6.300)</u>	<u>(5.531)</u>
		<u>(230.592)</u>	<u>(272.234)</u>	<u>(355.205)</u>	<u>(304.361)</u>
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E SERVIÇOS		<u>2.407.985</u>	<u>2.155.818</u>	<u>2.705.532</u>	<u>2.288.366</u>
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS					
Energia elétrica comprada de terceiros		(391.995)	(429.528)	(287.404)	(156.366)
Transações no âmbito da CCEE		(270.281)	(4.764)	(281.313)	(7.090)
Custo de produção de energia elétrica	24	(432.819)	(467.257)	(502.421)	(538.026)
Custo dos serviços prestados	24	<u>(10.254)</u>	<u>(9.328)</u>	<u>(10.254)</u>	<u>(9.328)</u>
		<u>(1.105.349)</u>	<u>(910.877)</u>	<u>(1.081.392)</u>	<u>(710.810)</u>
LUCRO BRUTO		<u>1.302.636</u>	<u>1.244.941</u>	<u>1.624.140</u>	<u>1.577.556</u>
DESPESAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	24	(169.719)	(118.295)	(210.149)	(164.796)
Despesas gerais e administrativas	24	(111.933)	(90.525)	(133.300)	(120.158)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	25	11.895	(50.249)	11.453	(49.691)
Ganhos em ações judiciais	26	<u>93.350</u>	-	<u>94.502</u>	-
		<u>(176.407)</u>	<u>(259.069)</u>	<u>(237.494)</u>	<u>(334.645)</u>
Resultado do serviço		<u>1.126.229</u>	<u>985.872</u>	<u>1.386.646</u>	<u>1.242.911</u>
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	10	120.284	116.885	300	-
Amortização de ágio	10	<u>(6.746)</u>	<u>(6.746)</u>	<u>(6.746)</u>	<u>(6.746)</u>
		<u>113.538</u>	<u>110.139</u>	<u>(6.446)</u>	<u>(6.746)</u>
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	27	92.761	117.363	107.666	139.086
Despesas financeiras	27	<u>(169.323)</u>	<u>(168.811)</u>	<u>(263.874)</u>	<u>(274.756)</u>
		<u>(76.562)</u>	<u>(51.448)</u>	<u>(156.208)</u>	<u>(135.670)</u>
RESULTADO OPERACIONAL		<u>1.163.205</u>	<u>1.044.563</u>	<u>1.223.992</u>	<u>1.100.495</u>
RESULTADO NÃO OPERACIONAL		<u>2.776</u>	<u>3.557</u>	<u>2.985</u>	<u>3.557</u>
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		<u>1.165.981</u>	<u>1.048.120</u>	<u>1.226.977</u>	<u>1.104.052</u>
Imposto de renda	8	(111.663)	(68.549)	(156.297)	(109.521)
Contribuição social	8	<u>(75.172)</u>	<u>(59.475)</u>	<u>(91.534)</u>	<u>(74.435)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>979.146</u>	<u>920.096</u>	<u>979.146</u>	<u>920.096</u>
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM R\$		<u>1,50</u>	<u>1,41</u>	<u>1,50</u>	<u>1,41</u>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

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 ACUMULADOS	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2004	2.445.766	91.695	249.495	-	2.786.956
Dividendos intermediários	-	-	(147.000)	-	(147.000)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	920.096	920.096
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	46.005	(46.005)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-
ON – R\$ 1,339106 por ação	-	-	-	(874.091)	(874.091)
SALDOS EM 31.12.2005	2.445.766	91.695	148.500	-	2.685.961
Ajuste de exercícios anteriores (Nota 22-d)	-	-	-	29.653	29.653
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	979.146	979.146
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	48.957	(48.957)	-
- reserva de retenção de lucros	-	-	29.653	(29.653)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-
ON – R\$ 1,425048 por ação	-	-	-	(930.189)	(930.189)
SALDOS EM 31.12.2006	2.445.766	91.695	227.110	-	2.764.571

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

**DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)**

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido do exercício	979.146	920.096	979.146	920.096
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido:				
Depreciação e amortização	159.004	158.608	208.364	208.108
Juros de não circulantes	35.533	29.803	54.062	50.089
Variação monetária de não circulantes	(23.564)	(102.059)	(15.175)	(112.838)
Resultado de equivalência patrimonial	(120.284)	(116.885)	(300)	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Provisão (reversão) de não circulantes, líquida	(5.479)	45.003	(5.544)	44.555
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45.736	11.546	49.469	11.745
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(2.776)	(3.557)	(2.359)	(3.510)
	<u>1.074.062</u>	<u>949.301</u>	<u>1.274.409</u>	<u>1.124.991</u>
De terceiros				
Debêntures	-	200.000	-	200.000
Dividendos de controladas	159.021	108.860	-	-
Vendas de bens e direitos	31.066	31.539	31.066	31.539
Ativos não circulantes transferidos para o circulante	28.981	40.884	30.489	45.151
Passivo circulante transferido para o não circulante	55.982	-	55.982	-
Resgates de cauções e depósitos vinculados	-	-	-	30.083
Baixa de provisão para manutenções programadas	16.025	-	16.055	-
	<u>291.075</u>	<u>381.283</u>	<u>133.592</u>	<u>306.773</u>
TOTAL DAS ORIGENS	<u>1.365.137</u>	<u>1.330.584</u>	<u>1.408.001</u>	<u>1.431.764</u>
APLICAÇÕES				
Aumento no ativo não circulante	79.113	40.221	91.018	48.801
Ativo circulante transferido para o não circulante	53.159	-	53.159	-
Valores a receber da alienação de Jacuí	30.263	30.103	30.263	30.103
Investimentos	2.025	201.200	-	-
Aquisição de imobilizado e aplicação no diferido	64.347	37.519	69.040	43.916
Parcelamento de conta a receber de energia elétrica	-	17.623	-	17.623
Dividendos intermediários	-	147.000	-	147.000
Dividendos e juros sobre o capital próprio	930.189	874.091	930.189	874.091
Pré-pagamento de financiamento	-	-	-	275.247
Empréstimos, financ. e debêntures transferidas para o circulante	248.935	182.815	315.727	257.941
Passivos não circulantes transferidos para o circulante	21.059	46.510	22.509	48.055
	<u>1.429.090</u>	<u>1.577.082</u>	<u>1.511.905</u>	<u>1.742.777</u>
TOTAL DAS APLICAÇÕES	<u>1.429.090</u>	<u>1.577.082</u>	<u>1.511.905</u>	<u>1.742.777</u>
REDUÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	<u>(63.953)</u>	<u>(246.498)</u>	<u>(103.904)</u>	<u>(311.013)</u>
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	771.335	784.949	792.052	836.532
No início do período	<u>784.949</u>	<u>1.033.097</u>	<u>836.532</u>	<u>1.165.483</u>
	<u>(13.614)</u>	<u>(248.148)</u>	<u>(44.480)</u>	<u>(328.951)</u>
Passivo Circulante				
No fim do período	1.150.252	1.099.913	1.246.812	1.187.388
No início do período	<u>1.099.913</u>	<u>1.101.563</u>	<u>1.187.388</u>	<u>1.205.326</u>
	<u>50.339</u>	<u>(1.650)</u>	<u>59.424</u>	<u>(17.938)</u>
REDUÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	<u>(63.953)</u>	<u>(246.498)</u>	<u>(103.904)</u>	<u>(311.013)</u>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	979.146	920.096	979.146	920.096
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	159.004	158.608	208.364	208.108
Resultado de equivalência patrimonial	(120.284)	(116.885)	(300)	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Variação monetária e cambial, líquida	(9.591)	(22.450)	9.425	(8.296)
Juros líquidos	37.913	36.327	54.096	52.411
Obrigações estimadas com fornecedores	8.861	26.595	8.861	26.595
Constituição de provisão operacional, líquida	4.340	76.222	4.271	75.630
Aplicações de recursos em P & D	31.364	-	34.087	-
Imposto de renda e Contribuição Social diferidos	45.736	4.419	49.469	7.078
Venda de créditos de carbono	-	-	(8.685)	-
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(2.776)	(3.557)	(2.359)	(3.557)
Outros	209	-	608	-
	1.140.668	1.086.121	1.343.729	1.284.811
Redução (aumento) nos ativos				
Consumidores e concessionárias	14.155	(8.523)	(11.371)	(16.447)
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	(21.643)	-	(21.643)	-
Adiantamento a fornecedores	1.842	6.243	1.858	5.521
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(12.516)	25.299	(9.980)	24.452
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	(71.900)	(34.556)	(85.490)	(13.972)
Almoxarifado	(204)	(9.454)	(111)	(9.902)
Despesas antecipadas	7.216	(6.618)	7.492	(5.886)
Outros	6.097	3.376	5.402	2.744
	(76.953)	(24.233)	(113.843)	(13.490)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	87.313	1.281	107.723	6.227
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(898)	14.344	2.731	18.995
Tributos e contribuições sociais	(12.214)	24.960	(11.157)	27.577
Obrigações estimadas	(11.864)	(26.970)	(11.870)	(26.930)
Provisão para contingências	(2.648)	(5.623)	(2.778)	(5.728)
Benefícios pós-emprego	(30.315)	(35.624)	(30.315)	(35.624)
Outros	2.766	6.262	1.989	6.214
	32.140	(21.370)	56.323	(9.269)
Recursos provenientes das atividades operacionais	1.095.855	1.040.518	1.286.209	1.262.052
Atividades de investimento				
Aplicação no imobilizado e diferido	(64.347)	(37.519)	(69.040)	(43.916)
Aplicações em investimentos	(2.025)	(201.200)	-	-
Dividendos recebidos de controladas	134.860	38.113	-	-
Recursos recebidos das (utilizados nas) atividades de investimentos	68.488	(200.606)	(69.040)	(43.916)
Atividades de financiamento				
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(177.169)	(167.350)	(243.541)	(548.375)
Debêntures	-	200.000	-	200.000
Liquidações de operações com <i>swaps</i>	(59.096)	(91.037)	(87.034)	(106.075)
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	(938.891)	(1.110.233)	(938.891)	(1.110.233)
Recursos utilizados nas atividades de financiamentos	(1.175.156)	(1.168.620)	(1.269.466)	(1.564.683)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	(10.813)	(328.708)	(52.297)	(346.547)
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	204.619	533.327	309.137	655.684
Saldo final	193.806	204.619	256.840	309.137
	(10.813)	(328.708)	(52.297)	(346.547)
Pagamentos efetuados no exercício				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	90.410	87.293	137.862	153.620
Imposto de renda e contribuição social	92.093	93.907	150.147	142.631
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	65.555	25.218	67.188	27.558
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio creditados	492.189	500.891	492.189	500.891
Dividendos propostos a receber de controladas	103.021	78.860	-	-
Ajuste de exercícios anteriores	29.653	-	29.653	-

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas e serviços	2.632.277	2.422.521	3.054.437	2.587.196
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	(74)	9.071	(75)	9.126
Outras receitas operacionais	93.350	-	94.502	-
Resultado não operacional	<u>2.776</u>	<u>3.557</u>	<u>2.985</u>	<u>3.557</u>
	<u>2.728.329</u>	<u>2.435.149</u>	<u>3.151.849</u>	<u>2.599.879</u>
(-) Insumos				
Materiais	(22.220)	(20.851)	(23.897)	(22.853)
Serviços de terceiros	(67.727)	(65.701)	(78.240)	(75.330)
Combustível para produção de energia	(95.575)	(101.570)	(102.070)	(104.694)
Energia elétrica comprada de terceiros	(391.995)	(429.528)	(287.404)	(156.366)
Transações no âmbito da CCEE	(270.281)	(4.764)	(281.313)	(7.090)
Encargos de uso da rede elétrica	(162.625)	(116.395)	(202.545)	(162.431)
Seguros	(6.097)	(7.224)	(7.561)	(9.239)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	11.895	(50.249)	11.453	(49.691)
Outros	<u>(15.787)</u>	<u>(20.985)</u>	<u>(21.112)</u>	<u>(21.676)</u>
	<u>(1.020.412)</u>	<u>(817.267)</u>	<u>(992.689)</u>	<u>(609.370)</u>
VALOR ADICIONADO BRUTO	1.707.917	1.617.882	2.159.160	1.990.509
Depreciação e amortização	<u>(159.004)</u>	<u>(158.608)</u>	<u>(208.364)</u>	<u>(208.108)</u>
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	1.548.913	1.459.274	1.950.796	1.782.401
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	92.761	117.363	107.666	139.086
Resultado da participação societária	<u>113.538</u>	<u>110.139</u>	<u>(6.446)</u>	<u>(6.746)</u>
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	1.755.212	1.686.776	2.052.016	1.914.741
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
	Controladora		Consolidado	
	2006	%	2005	%
Remuneração:				
Do trabalho				
Remuneração e encargos	79.757	5	75.062	4
Benefícios	21.622	1	23.281	1
Participação nos resultados	<u>13.926</u>	<u>1</u>	<u>10.000</u>	<u>1</u>
	115.305	7	108.343	6
Do capital de terceiros				
Encargos e variações monetárias	152.838	9	135.827	8
Aluguéis	5.524	-	5.090	-
Outras despesas financeiras	<u>3.646</u>	<u>-</u>	<u>11.820</u>	<u>1</u>
	162.008	9	152.737	9
Do governo				
Impostos, taxas e contribuições	233.259	13	307.645	18
Encargos setoriais	78.659	4	69.931	4
IR e CSLL	<u>186.835</u>	<u>11</u>	<u>128.024</u>	<u>8</u>
	498.753	28	505.600	30
Do capital próprio				
Reserva legal	48.957	3	46.005	3
Dividendos e juros s/ capital próprio	<u>930.189</u>	<u>53</u>	<u>874.091</u>	<u>52</u>
	979.146	56	920.096	55
	1.755.212	100	1.686.776	100
	1.755.212	100	2.052.016	100
	1.755.212	100	1.914.741	100

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

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 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 5.860 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 o contrato para compra de longo prazo firmado com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA é de 5.896 MW.

Em 20 de junho de 2006, por determinação da ANEEL, a capacidade de fornecimento foi reduzida em 72 MW, em virtude da atual incapacidade de cumprimento dos valores de garantia física por parte da Companhia de Interconexão Energética - CIEN. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 11-d.

O controle acionário da Companhia pertence à Suez Energy South America Participações Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Société 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 possui autorização para explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC), e da Tractebel Energia Comercializadora Ltda., empresa que comercializa energia no mercado livre de negociação. As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 10-d.

2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão apresentadas com valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de maneira diferente. Com o objetivo de aprimoramento das informações prestadas ao mercado, estão sendo apresentadas como informações suplementares as Demonstrações do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado, respectivamente.

Com o propósito de permitir uma melhor apresentação e comparabilidade das demonstrações contábeis, certas rubricas do balanço patrimonial de 31.12.2005 e da demonstração do resultado de 2005 foram reclassificadas. As principais reclassificações realizadas estão mencionadas a seguir:

Combustível para produção de energia elétrica

De acordo com a orientação contida em Despacho nº 657/2006 da ANEEL, o consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE, que vinha sendo registrado na receita operacional, na rubrica “Subvenção Combustível – CCC/CDE” passou a ser apresentado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na conta “combustível para produção de energia elétrica”. O valor reclassificado, na controladora e no consolidado, foi de R\$ 311.481.

Os valores a receber relativos ao reembolso de combustíveis da ELETROBRAS, os quais são repassados aos fornecedores de carvão para pagamento do fornecimento do combustível, que estavam classificados na conta “Créditos da conta consumo de combustível – CCC/CDE”, foram reclassificados para a rubrica “Fornecedores”. A reclassificação realizada, na controladora e no consolidado, foi de R\$ 30.553.

Depósitos judiciais

Em atendimento à Deliberação CVM nº 489, de 31.10.2005, os depósitos judiciais relacionados às contingências provisionadas foram reclassificados do ativo não circulante para contas redutoras dos passivos contingentes correspondentes. O montante reclassificado, na controladora e no consolidado, foi de R\$ 25.481.

Encargos financeiros sobre benefícios pós-emprego

Os encargos financeiros sobre o passivo atuarial relativos aos benefícios pós-emprego foram reclassificados das despesas operacionais para as despesas financeiras. A reclassificação efetuada, na controladora e no consolidado, foi de R\$ 33.238.

3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) 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.

b) Aplicações financeiras - são registradas 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.

c) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (atualmente, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE). As demais contas a receber possuem garantias ou ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão.

d) 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 não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

e) Almoxarifado - estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

f) Ativos indexados - são atualizados até a data do balanço.

g) Investimentos - 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;

h) Imobilizado - é registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas, em consonância com os citados atos normativos, estão demonstradas na Nota 11-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.

i) Empréstimos, financiamentos e debêntures - são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 15 e Nota 16). Os encargos decorrentes de ambos são apropriados até a data do balanço.

j) Derivativos – são contratados com o objetivo de administrar os riscos associados às variações nas taxas cambiais de determinados empréstimos e financiamentos. Os ganhos auferidos e as perdas incorridas são reconhecidos no resultado financeiro pelo regime de competência.

l) Demais obrigações - são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

m) Provisão para contingências – as contingências conhecidas na data do balanço são constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, trabalhistas e cíveis, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas.

n) 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 20).

o) Resultado do exercício - as receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

p) Uso de estimativas – a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas.

q) Demonstrações contábeis 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 10-d).

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 10-b), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

r) Mudança de Práticas Contábeis

Provisão para grandes manutenções

A prática contábil adotada para o reconhecimento da provisão para grandes manutenções do parque gerador da Companhia foi modificada, em atendimento ao Comunicado Técnico nº 01/2006, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON (ver Nota 22-d).

Aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento

A Companhia, de acordo com a legislação em vigor, está obrigada a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento (vinte e cinco centésimos por cento, até 31.12.2005) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

O critério de contabilização destes recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento foi alterado conforme orientação contida em Interpretação Técnica nº 03/2006, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON.

O procedimento contábil que vinha sendo adotado pela Companhia e que prevalecia no setor elétrico brasileiro era o de registrar a aplicação destes recursos à medida em que os programas eram executados e os gastos incorridos. Esse procedimento prejudicava o atendimento ao princípio do confronto da receita e despesa, uma vez que o mês da aplicação dos recursos não coincidia com o da competência da receita.

De acordo com o novo procedimento contábil, a parcela da receita da Companhia destinada à aplicação em programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico está sendo reconhecida no mesmo mês de competência da receita, na rubrica “Aplicação em pesquisa e desenvolvimento”, no grupo Dedução da Receita Operacional Bruta.

4 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Certificado de Depósito Bancário – CDB	34.492	12.608	51.836	55.780
Letras do Tesouro Nacional – LTN	-	173.816	-	174.890
Notas do Banco Central – NBC - E	-	19.749	-	31.731
Notas do Tesouro Nacional – NTN - D	-	-	4.508	5.059
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais	153.637	37.148	157.341	83.137
Operações Compromissadas com Títulos Privados	-	-	22.165	-
Outras	-	69	-	129
(-) Garantia de operações de <i>swaps</i> no Fundo de Investimentos Exclusivo	-	(36.341)	-	(36.341)
	188.129	207.049	235.850	314.385
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(1.777)	(11.896)	(2.603)	(17.427)
	186.352	195.153	233.247	296.958

A Companhia possui Fundo de Investimentos Exclusivo que, em 31.12.2006, era composto por CDB e operações compromissadas, lastreadas em LTN. Os ativos que compõem o fundo estão segregados nas demonstrações contábeis de acordo com as suas naturezas.

O valor de R\$ 36.341, relativo a garantia contratual das operações de *swaps*, foi liberado em dezembro de 2006. Este montante estava apresentado no ativo circulante, na rubrica “Cauções e depósitos vinculados”.

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída para cobrir possíveis perdas decorrentes das aplicações em CDB que a Companhia e a controlada CEM possuem no Banco Santos, o qual teve a sua falência decretada em 2005. Baseados nas condições estabelecidas no Pedido de Falência e nas considerações do Administrador Judicial da Massa Falida, no exercício de 2006, a provisão foi baixada como perda, na controladora e no consolidado, nos valores de R\$ 10.119 e R\$ 14.824, respectivamente.

5 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Controladora			2005 Total	
	Vincendos	2006			
		Vencidos até 90 dias	Vencidos mais de 90 dias		Total
Circulante					
Concessionárias	181.914	-	-	181.914	178.112
Comercializadoras	75.307	-	-	75.307	67.753
Consumidores livres	28.832	492	-	29.324	28.870
Exportação	-	-	740	740	1.940
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	19.537	-	-	19.537	15.630
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	7.618	-	223	7.841	10.428
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	<u>109.873</u>	<u>-</u>	<u>11.947</u>	<u>121.820</u>	<u>121.804</u>
	<u>137.028</u>	<u>-</u>	<u>12.170</u>	<u>149.198</u>	<u>147.862</u>
	423.081	492	12.910	436.483	424.537
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	<u>(109.873)</u>	<u>-</u>	<u>(11.947)</u>	<u>(121.820)</u>	<u>(121.745)</u>
	<u>313.208</u>	<u>492</u>	<u>963</u>	<u>314.663</u>	<u>302.792</u>
Longo prazo					
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	13.820	-	-	13.820	27.697
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	<u>2.243</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.243</u>	<u>10.617</u>
	<u>16.063</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16.063</u>	<u>38.314</u>

	Consolidado			2005 Total	
	Vincendos	2006			Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	184.662	-	-	184.662	180.651
Comercializadoras	75.136	-	-	75.136	54.787
Consumidores livres	67.346	492	-	67.838	54.971
Exportação	-	-	740	740	1.940
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Correntes	380	-	-	380	-
- Parcelamentos	19.537	-	-	19.537	15.630
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	7.618	-	223	7.841	10.428
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	13.944	124.442	124.697
	138.033	-	14.167	152.200	150.755
	465.177	492	14.907	480.576	443.104
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(122.499)
	354.679	492	2.831	358.002	320.605
Longo prazo					
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	13.820	-	-	13.820	27.697
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	2.243	-	-	2.243	10.617
	16.063	-	-	16.063	38.314

Os valores vencidos há mais de 90 dias relativos a transações no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE referem-se a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A provisão para devedores duvidosos sobre os valores vincendos foi constituída 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 Acordo Geral do Setor Elétrico.

6 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Circulante				
ICMS	44.375	40.354	45.857	41.459
Imposto de renda	9.021	5.538	10.369	7.857
Contribuição social	2.945	2.806	3.199	3.092
COFINS	1.139	1.923	1.139	3.174
PIS	249	418	249	690
INSS	7.245	198	7.245	198
	64.974	51.237	68.058	56.470
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	(41.351)	(39.751)	(41.351)	(39.751)
	23.623	11.486	26.707	16.719
Longo prazo				
ICMS	3.110	2.692	5.880	5.852
COFINS	5.943	3.652	5.953	3.652
PIS	1.289	792	1.291	792
	10.342	7.136	13.124	10.296

Em 2006, foi deferido processo administrativo em favor da Companhia relativo ao recolhimento indevido de INSS sobre o Programa de Demissão Voluntária – PDV. Este montante vem sendo compensado com o INSS corrente.

A provisão para perdas 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, foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total dos créditos naquele Estado, tendo em vista que a venda de energia elétrica ocorria com diferimento de ICMS.

7 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

Natureza dos créditos	Controladora			
	2006			2005
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	136.667	34.167	-	34.167
Benefícios pós-emprego	167.999	42.000	15.120	66.149
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	121.820	30.455	10.964	41.393
Provisão para contingências	98.724	24.680	8.885	49.028
Provisão para depreciação acelerada UTE W. Arjona	28.531	7.133	2.568	10.836
Provisão para perdas com créditos de ICMS	41.351	10.338	3.722	13.516
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	16.858	4.214	1.517	5.100
Provisão para perdas em aplicações financeiras	1.777	444	160	4.045
Provisão honorários advocatícios e de auditoria	1.355	339	122	215
Provisão para perdas com <i>swaps</i>	4.526	1.132	407	-
Ajuste a valor presente de valores a receber	25.290	6.322	2.276	-
Provisão para grandes manutenções	-	-	-	15.706
Base negativa da contribuição social	-	-	-	537
	161.224	45.741	206.965	267.974
Classificação do ativo fiscal diferido:				
Circulante	15.377	4.306	19.683	81.097
Não circulante	145.847	41.435	187.282	186.877
	161.224	45.741	206.965	267.974

Natureza dos créditos	Consolidado				
	2006				2005
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	136.667	34.167	-	34.167	34.167
Benefícios pós-emprego	167.999	42.000	15.120	57.120	66.149
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.649
Provisão para contingências	100.899	25.224	9.081	34.305	49.800
Provisão para depreciação acelerada UTE W. Arjona	28.531	7.133	2.568	9.701	10.836
Provisão para perdas com créditos de ICMS	41.351	10.338	3.722	14.060	13.516
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	16.858	4.214	1.517	5.731	5.100
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	5.926
Provisão honorários advocatícios e de auditoria	1.355	339	122	461	215
Provisão para perdas com <i>swaps</i>	4.526	1.132	407	1.539	-
Ajuste a valor presente de valores a receber	25.290	6.322	2.276	8.598	-
Provisão para grandes manutenções	-	-	-	-	15.777
Prejuízo fiscal	4.576	1.144	-	1.144	2.692
Base negativa da contribuição social	5.049	-	454	454	1.544
		<u>163.307</u>	<u>46.533</u>	<u>209.840</u>	<u>274.653</u>
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		16.572	4.779	21.351	82.344
Não circulante		<u>146.735</u>	<u>41.754</u>	<u>188.489</u>	<u>192.309</u>
		<u>163.307</u>	<u>46.533</u>	<u>209.840</u>	<u>274.653</u>

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 prejuízo fiscal e da base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de sua base, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subsequentes.

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:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido, registrado</u>		
2008	12.676	12.997
2009	17.620	18.084
2010	31.183	31.219
2011	54.005	54.296
2012	11.034	11.068
2013 a 2015	30.414	30.465
2016 em diante	<u>30.350</u>	<u>30.360</u>
	<u>187.282</u>	<u>188.489</u>
<u>Ativo fiscal diferido, não registrado</u>		
2017 em diante	<u>21.294</u>	<u>21.294</u>
	<u>208.576</u>	<u>209.783</u>

O ativo fiscal diferido não registrado corresponde a Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC. A sua realização ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, em observância à Instrução CVM nº 371/02.

8 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2006		2005	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	1.165.981	1.165.981	1.048.120	1.048.120
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.746	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	1.784	-	1.614	-
Doações	2.235	2.235	1.049	1.049
Outras despesas indedutíveis	314	314	36	36
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(120.284)	(120.284)	(116.885)	(116.885)
Provisão para perdas UTE Jacuí	(303.131)	-	(303.040)	-
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	(84.893)	-	(87.809)	-
Reversão de juros sobre o capital próprio	(213.000)	(213.000)	(271.700)	(271.700)
Base de cálculo dos tributos no resultado	455.752	835.246	278.131	660.620
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	(113.938)	(75.172)	(69.533)	(59.456)
Incentivos fiscais	2.181	-	934	-
Adicional de 10% sobre lucro até R\$ 20 mensais	24	-	24	-
Outros	70	-	26	(19)
Imposto de renda e contrib.social - resultado	(111.663)	(75.172)	(68.549)	(59.475)
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(98.489)	(42.610)	(94.663)	(28.942)
Diferido	(13.174)	(32.562)	26.114	(30.533)
	(111.663)	(75.172)	(68.549)	(59.475)

	Consolidado			
	2006		2005	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	1.226.977	1.226.977	1.104.052	1.104.052
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.746	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	1.999	-	2.151	-
Doações	5.726	5.726	1.319	1.319
Perdas com <i>swaps</i> de taxa de câmbio	8.243	8.243	-	-
Outras despesas indedutíveis	345	345	38	38
Exclusões				
Provisão para perdas UTE Jacuí	(303.131)	-	(303.040)	-
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	(84.893)	-	(87.809)	-
Reversão de juros sobre o capital próprio	(213.000)	(213.000)	(271.700)	(271.700)
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(12.801)	(10.951)	(8.323)	(6.861)
Equivalência patrimonial	(300)	(300)	-	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	635.911	1.017.040	443.434	826.848
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	(158.978)	(91.534)	(110.859)	(74.416)
Incentivos fiscais	2.503	-	1.204	-
Adicional de 10% sobre lucro até R\$ 20 mensais	108	-	108	-
Outros	70	-	26	(19)
Imposto de renda e contrib.social - resultado	(156.297)	(91.534)	(109.521)	(74.435)
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(140.376)	(57.986)	(133.677)	(43.201)
Diferido	(15.921)	(33.548)	24.156	(31.234)
	(156.297)	(91.534)	(109.521)	(74.435)

9 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Em junho de 2004 e julho de 2005, a Companhia transferiu 33,33%, em cada ano, do projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA. 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 ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela ELEJA, e de venda, pela Companhia. Em 28.03.2006 a ELEJA adquiriu da Companhia participação remanescente de 33,34%, passando a ser titular da totalidade do mesmo, mediante o exercício da segunda das suas opções de compra previstas no contrato. Nos termos do contrato, a ELEJA assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto Jacuí.

De acordo com as condições contratuais os valores da venda estão sendo atualizados pelo IGP-DI e serão recebidos em 36 parcelas a partir da data de início da operação comercial da UTE Jacuí ou da data que se completarem quatro anos, contados a partir da venda e exercícios de opção de compra, o que ocorrer primeiro.

Considerando que os valores contratuais estão a preço futuro, a Companhia procedeu, em 2006, o seu ajuste a valor presente, aplicando a taxa de desconto de 10% a.a. Os valores nominais e os descontados a valor presente, na controladora e no consolidado, são como se segue:

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Valor da alienação	93.855	60.220
(-) Ajuste a valor presente	<u>(25.290)</u>	<u>-</u>
	<u>68.565</u>	<u>60.220</u>

10 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Participações societárias permanentes avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	841.543	885.001	34.757	41.503
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	1.742	1.742	1.742	1.742
Outros investimentos	<u>374</u>	<u>374</u>	<u>374</u>	<u>374</u>
	<u>843.659</u>	<u>887.117</u>	<u>36.873</u>	<u>43.619</u>

b) Participações societárias permanentes

Empresas	<u>2006</u>				<u>2005</u>	
	Lote de Mil Ações ou Quotas	Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido	Patrimônio Líquido
Itá Energética S.A. – ITASA	253.607	48,75	28.380	567.580	16.255	545.941
Companhia Energética Meridional - CEM	344.528	99,99	88.217	480.558	78.446	532.009
Lages Bioenergética Ltda.	30.530	99,99	15.929	32.416	11.725	32.255
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	99,99	2.031	17.113	10.459	13.082
Delta Energética S.A.	35	99,99	(28)	3	-	6

c) Movimentação dos investimentos

Empresas	Saldo em 31.12.2004	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Amortiza- ção do Ágio	Dividendos	Saldo em 31.12.2005	
ITASA							
Equivalência Patrimonial	253.751	-	16.255	-	(3.860)	266.146	
Ágio	12.588	-	-	(2.289)	-	10.299	
CEM							
Equivalência Patrimonial	348.562	200.000	78.446	-	(95.000)	532.008	
Ágio	35.661	-	-	(4.457)	-	31.204	
Lages Bioenergética	30.530	-	11.725	-	(10.000)	32.255	
Tractebel Comercializadora	1.423	1.200	10.459	-	-	13.082	
Delta Energética	<u>7</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7</u>	
	<u>682.522</u>	<u>201.200</u>	<u>116.885</u>	<u>(6.746)</u>	<u>(108.860)</u>	<u>885.001</u>	
Empresas	Saldo em 31.12.2005	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Ajuste Exerc. Anterior	Amortiza- ção do Ágio	Dividendos	Saldo em 31.12.2006
ITASA							
Equival. Patrimonial	266.146	-	13.835	-	-	(3.286)	276.695
Ágio	10.299	-	-	-	(2.289)	-	8.010
CEM							
Equival. Patrimonial	532.008	-	88.217	139	-	(139.806)	480.558
Ágio	31.204	-	-	-	(4.457)	-	26.747
Lages Bioenergética	32.255	-	15.929	161	-	(15.929)	32.416
Tractebel Comercializadora	13.082	2.000	2.031	-	-	-	17.113
Delta Energética	<u>7</u>	<u>25</u>	<u>(28)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4</u>
	<u>885.001</u>	<u>2.025</u>	<u>119.984</u>	<u>300</u>	<u>(6.746)</u>	<u>(159.021)</u>	<u>841.543</u>

Do total dos dividendos propostos pelas controladas, R\$ 56.000 foram recebidos em 2006 e R\$ 103.021 serão recebidos em 2007, em data a ser definida pela Diretoria das Empresas.

d) Participações societárias permanentes

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 ANEEL, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 1995. 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, e 720 MW médios de energia assegurada.

Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada ITASA tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

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 de 35 anos. 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.

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:

<u>ATIVO</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Circulante	74.786	66.067
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	3.743	9.521
Permanente	<u>1.022.962</u>	<u>1.064.089</u>
	<u>1.026.705</u>	<u>1.073.610</u>
	<u>1.101.491</u>	<u>1.139.677</u>
<u>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>		
Circulante	109.534	104.004
Passivo não circulante		
Exigível a longo prazo	424.377	489.732
	<u>567.580</u>	<u>545.941</u>
	<u>1.101.491</u>	<u>1.139.677</u>
<u>RESULTADO</u>		
Receitas operacionais brutas	219.049	233.129
Deduções da receita operacional	<u>(22.280)</u>	<u>(21.564)</u>
Receitas líquidas de vendas	<u>196.769</u>	<u>211.565</u>
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda	(16)	(1.336)
Custo de produção de energia elétrica	<u>(45.431)</u>	<u>(52.657)</u>
	<u>(45.447)</u>	<u>(53.993)</u>
LUCRO BRUTO	<u>151.322</u>	<u>157.572</u>
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(29.926)	(19.859)
Despesas gerais e administrativas	<u>(19.526)</u>	<u>(19.138)</u>
	<u>(49.452)</u>	<u>(38.997)</u>
Resultado do serviço	101.870	118.575
Despesas financeiras, líquidas	<u>(59.434)</u>	<u>(67.975)</u>
RESULTADO OPERACIONAL	42.436	50.600
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	432	-
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	42.868	50.600
Imposto de renda e contribuição social	<u>(14.488)</u>	<u>(17.256)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>28.380</u>	<u>33.344</u>

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.

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 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.

Lages Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lages detém a autorização 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.

A Usina de Co-geração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da ONU por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

O mercado de comercialização de créditos de carbono movimenta as economias de países desenvolvidos e em desenvolvimento desde fevereiro de 2005, quando entrou em vigor o Protocolo de Kyoto. Para chegar até a condição de potencial comercializadora dos créditos, a Lages teve que cumprir uma série de exigências de diferentes organismos, como o próprio Protocolo de Kyoto, as Nações Unidas, o Governo Federal e auditores independentes.

A usina, que consome 15 mil toneladas de resíduos de madeira/mês, demonstrou que vai reduzir e, em consequência, negociar 220 mil toneladas equivalentes de CO2 por ano.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (controlada)

A Sociedade tem por 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 como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Delta Energética S. A. (controlada)

A Companhia detém 34.999 das 35.000 ações que compõem o capital social da Delta. A controlada não exerceu atividades até o presente momento.

11 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

Consolidado					
		2006		2005	
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Empresa
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	640.750	(490.255)	150.495	Controladora
UHE Salto Osório	2,8	304.141	(233.387)	70.754	Controladora
UHE Passo Fundo	2,5	123.027	(92.674)	30.353	Controladora
UHE Itá (em consórcio)	2,3	1.781.075	(259.809)	1.521.266	Controladora/ITASA
UHE Machadinho (em consórcio)	2,4	179.161	(20.096)	159.065	Controladora
UHE Cana Brava	2,5	874.444	(93.514)	780.930	CEM
		3.902.598	(1.189.735)	2.712.863	2.790.345
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.451.072	(1.262.294)	1.188.778	Controladora
UTE Charqueadas	4,4	56.641	(49.303)	7.338	Controladora
UTE Alegrete	4,1	8.114	(7.263)	851	Controladora
UTE William Arjona	4,3	174.487	(69.267)	105.220	Controladora
Unidade de Cogeração Lages	4,3	73.467	(8.229)	65.238	Lages
		2.763.781	(1.396.356)	1.367.425	1.449.361
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	36.932	(19.440)	17.492	15.731
		6.703.311	(2.605.531)	4.097.780	4.255.437
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica					
		22.499	-	22.499	Controladora/ITASA/CEM
Geração Térmica					
		32.214	-	32.214	Controladora/Lages
Equipamentos Gerais e Outros		6.024	-	6.024	5.339
		60.737	-	60.737	74.031
Total das imobilizações		6.764.048	(2.605.531)	4.158.517	4.329.468
Obrigações especiais		(9.619)	-	(9.619)	(56.689)
		6.754.429	(2.605.531)	4.148.898	4.272.779

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	Em curso	Total	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2004	3.052.582	80.211	3.132.793	4.412.892	96.537	4.509.429
Aquisições	-	36.803	36.803	-	43.198	43.198
Transferências	26.808	(26.808)	-	39.447	(39.447)	-
Depreciação	(157.745)	-	(157.745)	(195.171)	-	(195.171)
Baixas	<u>(1.723)</u>	<u>(26.259)</u>	<u>(27.982)</u>	<u>(1.731)</u>	<u>(26.257)</u>	<u>(27.988)</u>
Saldo em 31.12.2005	2.919.922	63.947	2.983.869	4.255.437	74.031	4.329.468
Aquisições	-	64.347	64.347	-	69.040	69.040
Transferências	46.660	(46.660)	-	55.590	(55.590)	-
Depreciação	(159.442)	-	(159.442)	(196.727)	-	(196.727)
Baixas	<u>(16.101)</u>	<u>(26.744)</u>	<u>(42.845)</u>	<u>(16.520)</u>	<u>(26.744)</u>	<u>(43.264)</u>
	2.791.039	54.890	2.845.929	4.097.780	60.737	4.158.517
Obrigações Especiais	<u>(9.494)</u>	-	<u>(9.494)</u>	<u>(9.619)</u>	-	<u>(9.619)</u>
Saldo em 31.12.2006	<u>2.781.545</u>	<u>54.890</u>	<u>2.836.435</u>	<u>4.088.161</u>	<u>60.737</u>	<u>4.148.898</u>

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:

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Doações e subvenções destinadas a investimentos	867	47.937	992	48.062
Reversão e amortização	2.230	2.230	2.230	2.230
Participação da União	3.758	3.758	3.758	3.758
Outras	<u>2.639</u>	<u>2.639</u>	<u>2.639</u>	<u>2.639</u>
	<u>9.494</u>	<u>56.564</u>	<u>9.619</u>	<u>56.689</u>

Em 2006, em decorrência da alienação do projeto Jacuí, as obrigações especiais relativas ao referido empreendimento foram baixadas.

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 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 10-d).

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 28.03.2006, a Companhia alienou a participação remanescente de 33,34% do projeto Jacuí por R\$ 31.362. Os valores associados aos ativos baixados pela Companhia são os seguintes:

Custo bruto	401.138
Remuneração das imobilizações em curso - RIC	(71.263)
Subtotal	329.875
Reversão de provisão para perda na recuperação do ativo	(303.131)
Total	<u><u>26.744</u></u>

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.

12 – ATIVO INTANGÍVEL

	Consolidado					Empresa
	2006			2005		
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	
Direito de exploração UHE Cana Brava	3,2	88.664	(12.642)	76.022	78.868	CEM
Direito de uso de softwares	20,0	<u>8.394</u>	<u>(7.106)</u>	<u>1.288</u>	<u>1.821</u>	Consolidado
		<u>97.058</u>	<u>(19.748)</u>	<u>77.310</u>	<u>80.689</u>	

13 – 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 compatível com o valor estimado de alienação.

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 seriam mantidas e estariam à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – 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.

O valor residual das unidades geradoras 4 e 5, em 31.12.2006, é de R\$ 33.134.

14 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Energia elétrica comprada de terceiros	77.257	41.941	70.244	13.129
Transações no âmbito da CCEE	75.921	896	75.922	946
Encargos de uso da rede elétrica	44.379	33.254	48.880	37.122
Combustíveis fósseis / biomassa	6.252	19.187	6.334	19.367
Materiais e serviços	<u>32.115</u>	<u>17.661</u>	<u>37.939</u>	<u>23.782</u>
	<u>235.924</u>	<u>112.939</u>	<u>239.319</u>	<u>94.346</u>

15 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição

	Controladora					
	2006			2005		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	24.799	223.460	248.259	83.419	263.997	347.416
BNP Paribas (<i>Floating Rate Note</i>)	112.810	-	112.810	-	110.762	110.762
Deutsche Bank	4.107	8.215	12.322	4.497	13.491	17.988
ABN AMRO Bank	6.029	3.015	9.044	6.601	9.901	16.502
Encargos	<u>5.966</u>	<u>-</u>	<u>5.966</u>	<u>6.054</u>	<u>-</u>	<u>6.054</u>
	<u>153.711</u>	<u>234.690</u>	<u>388.401</u>	<u>100.571</u>	<u>398.151</u>	<u>498.722</u>
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	87.437	93.402	180.839	79.149	174.443	253.592
BNDES	9.769	1.987	11.756	8.488	11.707	20.195
Banco do Brasil	3.529	14.118	17.647	3.530	17.648	21.178
Encargos	<u>1.706</u>	<u>-</u>	<u>1.706</u>	<u>2.397</u>	<u>-</u>	<u>2.397</u>
	<u>102.441</u>	<u>109.507</u>	<u>211.948</u>	<u>93.564</u>	<u>203.798</u>	<u>297.362</u>
	<u>256.152</u>	<u>344.197</u>	<u>600.349</u>	<u>194.135</u>	<u>601.949</u>	<u>796.084</u>

	Consolidado					
	2006			2005		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	24.799	223.460	248.259	83.419	263.997	347.416
BNP Paribas (Floating Rate Note)	112.810	-	112.810	-	110.762	110.762
Deutsche Bank	4.107	8.215	12.322	4.497	13.491	17.988
ABN AMRO Bank	6.029	3.015	9.044	6.601	9.901	16.502
Encargos	<u>5.966</u>	<u>-</u>	<u>5.966</u>	<u>6.054</u>	<u>-</u>	<u>6.054</u>
	<u>153.711</u>	<u>234.690</u>	<u>388.401</u>	<u>100.571</u>	<u>398.151</u>	<u>498.722</u>
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	87.437	93.402	180.839	79.149	174.443	253.592
BNDES	36.674	150.498	187.172	34.920	184.040	218.960
Agentes Financiadores - BNDES	14.935	85.879	100.814	14.673	99.043	113.716
Banco do Brasil	3.529	14.118	17.647	3.530	17.648	21.178
BRDE	6.785	31.664	38.449	6.627	37.813	44.440
Encargos	<u>3.008</u>	<u>-</u>	<u>3.008</u>	<u>3.873</u>	<u>-</u>	<u>3.873</u>
	<u>152.368</u>	<u>375.561</u>	<u>527.929</u>	<u>142.772</u>	<u>512.987</u>	<u>655.759</u>
	<u>306.079</u>	<u>610.251</u>	<u>916.330</u>	<u>243.343</u>	<u>911.138</u>	<u>1.154.481</u>

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2004	196.195	886.901	1.083.096	277.712	1.539.409	1.817.121
Transferências	182.815	(182.815)	-	516.381	(516.381)	-
Encargos gerados	84.564	-	84.564	130.848	5.031	135.879
Variações						
monetárias/cambiais	(21.583)	(91.753)	(113.336)	(23.390)	(106.537)	(129.927)
Remuneração de garantias depositadas	-	(10.384)	(10.384)	-	(10.384)	(10.384)
Amortizações	<u>(247.856)</u>	<u>-</u>	<u>(247.856)</u>	<u>(658.208)</u>	<u>-</u>	<u>(658.208)</u>
Saldo em 31.12.2005	194.135	601.949	796.084	243.343	911.138	1.154.481
Transferências	243.997	(243.997)	-	292.859	(292.859)	-
Encargos gerados	68.583	-	68.583	100.758	2.238	102.996
Variações						
monetárias/cambiais	(4.133)	(21.005)	(25.138)	(4.133)	(17.516)	(21.649)
Remuneração de garantias depositadas	-	7.250	7.250	-	7.250	7.250
Amortizações	<u>(246.430)</u>	<u>-</u>	<u>(246.430)</u>	<u>(326.748)</u>	<u>-</u>	<u>(326.748)</u>
Saldo em 31.12.2006	<u>256.152</u>	<u>344.197</u>	<u>600.349</u>	<u>306.079</u>	<u>610.251</u>	<u>916.330</u>

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	2006			2005		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	128.392	274.502	45,73	142.985	334.686	42,04
Euro – EUR	40.386	113.899	18,97	50.446	139.687	17,55
Libra Esterlina – GBP	-	-	-	6.054	24.349	3,06
		388.401	64,70		498.722	62,65
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		182.286	30,36		255.622	32,11
Não indexado		29.662	4,94		41.740	5,24
		211.948	35,30		297.362	37,35
		600.349	100,00		796.084	100,00
Consolidado						
	2006			2005		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	128.392	274.502	29,96	142.985	334.686	28,99
Euro – EUR	40.386	113.899	12,43	50.446	139.687	12,10
Libra Esterlina – GBP	-	-	-	6.054	24.349	2,11
		388.401	42,39		498.722	43,20
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		182.286	19,89		255.622	22,14
URTJLP		315.981	34,48		358.397	31,04
Não indexado		29.662	3,24		41.740	3,62
		527.929	57,61		655.759	56,80
		916.330	100,00		1.154.481	100,00

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

Moeda – indexador	%	
	2006	2005
Dólar Americano – USD	(8,66)	(11,82)
Libra Esterlina – GBP	4,06	(21,53)
Euro – EUR	1,85	(23,50)
TJLP	7,87	9,75

e) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos a longo prazo

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2008	31.921	30.360	62.281	31.921	78.990	110.911
2009	26.222	30.974	57.196	26.222	79.604	105.826
2010	19.430	33.848	53.278	19.430	82.478	101.908
2011	19.430	14.325	33.755	19.430	62.955	82.385
2012	14.379	-	14.379	14.379	46.368	60.747
De 2013 até 2024	123.308	-	123.308	123.308	25.166	148.474
	234.690	109.507	344.197	234.690	375.561	610.251

f) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos a taxas fixas e flutuantes, assim distribuídas

Na controladora

Mercado interno

Taxas fixas de 9,29% a 12,00% a.a. (Em 2005, 9,29% a 12,00% a.a.)

Taxas flutuantes de 6,85% a 17,94% a.a. (Em 2005, 9,75% a 19,65% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2005, de 6,00% a 8,49% a.a.)

Taxas flutuantes de 4,64% a 10,85% a.a. (Em 2005, de 2,67% a 9,30% a.a.)

No consolidado

Mercado interno

Taxas fixas de 9,29% a 12,00% a.a. (Em 2005, de 9,29% a 12,00% a.a.)

Taxas flutuantes de 6,85% a 17,94% a.a. (Em 2005, 9,75% a 19,65% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2005, de 6,00% a 8,49% a.a.)

Taxas flutuantes de 4,64% a 10,85% a.a. (Em 2005, de 2,67% a 9,30% a.a.)

g) Garantias

g.1) Tractebel Energia S.A.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) Cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R\$ 70.681, em 31.12.2006, que está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente.

ABN AMRO Bank: Nota Promissória, com vencimento à vista, no valor correspondente ao do financiamento.

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

ELETROBRÁS: (a) Procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) Notas Promissórias no montante referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais.

BNDES: Cessão e transferência ao Banco do valor equivalente a 1,33% do seu faturamento mensal, a ser feita através de depósitos na Conta Arrecadadora e Conta Vinculada.

Banco do Brasil: (a) Cessão e transferência de crédito no valor de R\$ 8.726, anuais, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) Caução de Nota Promissória no valor correspondente ao do financiamento.

g.2) Itá Energética S.A. - ITASA

BNDES e Agentes Financeiros: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; (b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com suas investidoras; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da ITASA ao BNDES e Agentes Financeiros.

g.3) Companhia Energética Meridional - CEM

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures: (a) Cessão de todas as receitas e demais valores recebidos decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava; (b) cessão do direito de receber todos e quaisquer valores que venham a ser exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente, nos termos da Concessão, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da Concessão; (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a seis meses do serviço da dívida.

g.4) Lages Bioenergética Ltda.

BRDE: (a) Cessão dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Tractebel; (b) cessão dos Direitos de Indenização decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Vapor e Compra e Venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e a Battistella Ind. e Com. Ltda.; (c) cessão dos Direitos Emergentes da Autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica; (d) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

16 – DEBÊNTURES

a) Composição

	2006			2005		
	Circulante			Não circulante		
	Encargos	Principal	Total		Total	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Série	8.843	4.939	13.782	140.000	153.782	146.892
2ª Série	<u>1.222</u>	-	<u>1.222</u>	<u>60.000</u>	<u>61.222</u>	<u>61.742</u>
Total Controladora	10.065	4.939	15.004	200.000	215.004	208.634
CEM (Série Única)	2.026	9.789	11.815	74.204	86.019	93.437
ITASA (1ª e 2ª Séries)	<u>2.825</u>	<u>8.190</u>	<u>11.015</u>	<u>49.140</u>	<u>60.155</u>	<u>67.215</u>
Total Consolidado	<u>14.916</u>	<u>22.918</u>	<u>37.834</u>	<u>323.344</u>	<u>361.178</u>	<u>369.286</u>

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2004	-	-	-	23.360	153.620	176.980
Ingressos	-	200.000	200.000	-	200.000	200.000
Transferências	-	-	-	16.807	(16.807)	-
Encargos gerados	17.073	-	17.073	33.701	3.035	36.736
Variações monetárias	-	(1.652)	(1.652)	1.010	(1.652)	(642)
Amortizações	<u>(6.787)</u>	-	<u>(6.787)</u>	<u>(43.788)</u>	-	<u>(43.788)</u>
Saldo em 31.12.2005	10.286	198.348	208.634	31.090	338.196	369.286
Transferências	4.938	(4.938)	-	22.868	(22.868)	-
Encargos gerados	20.928	-	20.928	35.990	1.426	37.416
Variações monetárias	-	6.590	6.590	2.359	6.590	8.949
Amortizações	<u>(21.148)</u>	-	<u>(21.148)</u>	<u>(54.473)</u>	-	<u>(54.473)</u>
Saldo em 31.12.2006	<u>15.004</u>	<u>200.000</u>	<u>215.004</u>	<u>37.834</u>	<u>323.344</u>	<u>361.178</u>

c) Condições contratadas

	Quantidade em circulação	Remuneração	Condições de Pagamento		
			Juros/atualização monetária	Principal	Garantia
Tractebel					
1ª Série	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
2ª Série	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
CEM					
(Série Única)	7.773	TJLP + 4% a.a. (*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,2752% em 01.04.07, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
ITASA					
1ª Série e 2ª Série	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

d) Variação dos indexadores

Moeda – indexador	%	
	2006	2005
TJLP	7,87	9,75
IGP-M	3,83	1,21
CDI	15,03	19,00

e) Vencimentos das debêntures a longo prazo

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2008	-	18.958
2009	-	20.035
2010	60.000	81.219
2011	140.000	162.522
2012	-	22.522
2013	-	18.088
	<u>200.000</u>	<u>323.344</u>

17 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora		
	2006		2005
	Circulante	Não circulante	Total
Provisões trabalhistas	10.515	-	10.515
Provisão para grandes manutenções	-	-	-
Provisão bônus gerencial e participação nos resultados	16.858	-	16.858
Outras	<u>1.169</u>	<u>653</u>	<u>1.822</u>
	<u>28.542</u>	<u>653</u>	<u>29.195</u>
			<u>71.627</u>

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

A partir de 2006, a Companhia mudou o critério de reconhecimento da provisão para gastos com grandes manutenções de seu parque gerador, em atendimento à Interpretação Técnica nº 01/2006, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON, e ajustou o saldo de 31.12.2005, em contrapartida da conta de Lucros acumulados. (ver Nota 22-d)

Consolidado

O balanço patrimonial consolidado de 2006 inclui o valor de R\$ 108, referente a provisões trabalhistas reconhecidas no passivo circulante da controlada ITASA. Em 2005, o balanço patrimonial consolidado incluía o valor de R\$ 485, relativo a provisões trabalhistas e para manutenções programadas, registradas nas controladas.

18 – 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:

a) Composição

	Controladora			
	2006		2005	
	Provisão bruta	(-) Depósitos judiciais	Provisão líquida	Provisão líquida
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.876	16.351	1.525	4.840
Periculosidade	700	590	110	593
Horas extras	787	565	222	166
Equiparação salarial e enquadramento funcional	819	190	629	579
Horas <i>in itinere</i>	831	797	34	590
Outras	<u>2.977</u>	<u>2.568</u>	<u>409</u>	<u>700</u>
	<u>23.990</u>	<u>21.061</u>	<u>2.929</u>	<u>7.468</u>
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	15.970	-	15.970	63.097
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20.662	-	20.662	20.317
Atingidos pela UHE Itá	875	-	875	1.679
Danos emergentes e lucros cessantes	755	-	755	100
Outras	<u>775</u>	<u>-</u>	<u>775</u>	<u>752</u>
	<u>39.037</u>	<u>-</u>	<u>39.037</u>	<u>85.945</u>
Fiscais				
Contribuição Social	12.077	3.119	8.958	13.446
INSS	<u>23.620</u>	<u>10.503</u>	<u>13.117</u>	<u>11.861</u>
	<u>35.697</u>	<u>13.622</u>	<u>22.075</u>	<u>25.307</u>
	<u>98.724</u>	<u>34.683</u>	<u>64.041</u>	<u>118.720</u>
Classificação no Balanço				
Circulante			11.000	41.595
Não circulante			<u>53.041</u>	<u>77.125</u>
			<u>64.041</u>	<u>118.720</u>

	Consolidado			
	2006		2005	
	Provisão bruta	(-) Depósitos judiciais	Provisão líquida	Provisão líquida
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.876	16.351	1.525	4.840
Periculosidade	700	590	110	593
Horas extras	787	565	222	166
Equiparação salarial e enquadramento funcional	819	190	629	579
Horas <i>in itinere</i>	831	797	34	590
Outras	<u>2.977</u>	<u>2.568</u>	<u>409</u>	<u>700</u>
	<u>23.990</u>	<u>21.061</u>	<u>2.929</u>	<u>7.468</u>
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	15.970	-	15.970	64.334
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20.662	-	20.662	20.317
Atingidos pela UHE Itá	2.489	-	2.489	3.028
Danos emergentes e lucros cessantes	755	-	755	100
Outras	<u>2.615</u>	<u>-</u>	<u>2.615</u>	<u>1.674</u>
	<u>42.491</u>	<u>-</u>	<u>42.491</u>	<u>89.453</u>
Fiscais				
Contribuição Social	12.077	3.119	8.958	13.446
INSS	<u>23.620</u>	<u>10.503</u>	<u>13.117</u>	<u>11.861</u>
	<u>35.697</u>	<u>13.622</u>	<u>22.075</u>	<u>25.307</u>
	<u>102.178</u>	<u>34.683</u>	<u>67.495</u>	<u>122.228</u>
Classificação no Balanço				
Circulante			11.206	42.326
Não circulante			<u>56.289</u>	<u>79.902</u>
			<u>67.495</u>	<u>122.228</u>

O sumário das contingências fiscais cujo risco foi avaliado como provável é como segue:

Contribuição Social - refere-se ao auto de infração originado pela compensação, na apuração da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL dos exercícios de 1996 e 1997, de base negativa da CSLL constituída anteriormente a 1992.

Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) - corresponde a notificações decorrentes de divergência nos recolhimentos de Adicional de Seguro de Acidente do Trabalho sobre o custeio de aposentadoria especial e de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias.

b) Movimentação

	Controladora			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2005	22.037	86.487	35.677	144.201
Adições	2.645	1.661	-	4.306
Atualizações	2.462	4.623	5.025	12.110
Pagamentos	(2.638)	(10)	-	(2.648)
Reversões	(516)	(27.129)	(5.005)	(32.650)
Transferência para fornecedores	-	<u>(26.595)</u>	-	<u>(26.595)</u>
Saldo em 31.12.2006	<u>23.990</u>	<u>39.037</u>	<u>35.697</u>	<u>98.724</u>

	Consolidado			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2005	22.037	89.995	35.677	147.709
Adições	2.645	2.486	-	5.131
Atualizações	2.462	4.877	5.025	12.364
Pagamentos	(2.638)	(276)	-	(2.914)
Reversões	(516)	(27.996)	(5.005)	(33.517)
Transferência para fornecedores	-	(26.595)	-	(26.595)
Saldo em 31.12.2006	<u>23.990</u>	<u>42.491</u>	<u>35.697</u>	<u>102.178</u>

c) Contingências de risco possível ou remoto

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com processos de naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações contábeis. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	Controladora				
	2006				2005
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
Trabalhistas	10.186	10.928	21.114	4.087	14.069
Cíveis	9.624	3.580	13.204	-	27.755
Fiscais	<u>115.542</u>	<u>15.067</u>	<u>130.609</u>	<u>107.117</u>	<u>23.492</u>
	<u>135.352</u>	<u>29.575</u>	<u>164.927</u>	<u>111.204</u>	<u>44.464</u>

	Consolidado				
	2006				2005
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
Trabalhistas	10.186	10.928	21.114	4.087	14.069
Cíveis	34.162	13.364	47.526	-	57.383
Fiscais	<u>135.669</u>	<u>15.067</u>	<u>150.736</u>	<u>127.244</u>	<u>23.492</u>
	<u>180.017</u>	<u>39.359</u>	<u>219.376</u>	<u>131.331</u>	<u>75.169</u>

A Companhia possui depósitos judiciais que estão vinculados a provisões de risco possível e remoto que, na sua maioria, são efetuados para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal. Estes valores estão apresentados no ativo não circulante.

A Companhia, em julho de 2005, 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 nº 10.833/03. A Companhia entende que a aceção 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 referida Instrução Normativa ilegal.

Em consequência, 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 devidos 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 contingência, em 31.12.2006, apresentada como possível é de R\$ 112.479 (R\$ 32.207 em 31.12.2005).

d) Contingências ativas

De acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, o registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE que, até novembro de 2005, vinha sendo registrado na receita operacional, na rubrica “Subvenção combustível CCC/CDE”, passou a ser contabilizado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na conta “combustível para produção de energia elétrica”.

A Companhia entende que, em decorrência da alteração da referida prática contábil, o PIS/COFINS recolhidos em função do procedimento contábil anteriormente adotado devem ser recuperados. Assim sendo, está analisando a forma mais adequada de proceder a esta recuperação. O valor da contingência ativa atualizada para 31.12.2006 é de R\$ 66.000.

19 – 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. Os valores históricos e atualizados, em 31.12.2006, são os seguintes:

Ano	Valor Histórico		Valor Atualizado	
	Anual	Total	Anual	Total
De 01.01.2007 a 30.07.2023	680	12.920	1.559	25.849
De 30.08.2023 a 30.07.2033	61.280	<u>612.800</u>	140.470	<u>1.404.701</u>
		<u>625.720</u>		<u>1.430.550</u>

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 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.

a) Mutação

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2004	1.472	160.417	161.889
Transferências	1.536	(1.536)	-
Encargos gerados	-	15.960	15.960
Variações monetárias	-	3.289	3.289
Amortizações	<u>(1.478)</u>	-	<u>(1.478)</u>
Saldo em 31.12.2005	1.530	178.130	179.660
Transferências	1.564	(1.564)	-
Encargos gerados	-	18.039	18.039
Variações monetárias	-	6.941	6.941
Amortizações	<u>(1.535)</u>	-	<u>(1.535)</u>
Saldo em 31.12.2006	<u>1.559</u>	<u>201.546</u>	<u>203.105</u>

b) Vencimentos da concessão a pagar a longo prazo

2008	1.559
2009	1.559
2010	1.559
2011	1.559
2012	1.559
De 2013 até 2033	<u>193.751</u>
	<u>201.546</u>

20 – 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 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 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 e Contribuição Definida. O Plano de Benefício Definido encontra-se fechado para novas inscrições de empregados.

a.1) 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. Os benefícios previstos são os seguintes:

- 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 do IBGE.

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.

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. 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% das respectivas receitas previdenciais da ELOS vinculadas a essa massa de participantes e o valor de responsabilidade da Companhia no exercício de 2006 foi de R\$ 1.402 (R\$ 1.777 em 2005).

As partes continuam buscando alternativas àquela aprovada pela SPC para regularizar a situação que se apresenta até o momento.

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 exercício de 2006 foi de R\$ 2.121 (R\$ 2.110 em 2005).

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Taxa de desconto (a.a.)	10,75%	11,25%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)	11,00%	11,50%
Crescimento salarial futuro		
- Participante ativo (a.a.)	7,00%	7,50%
- Participante autopatrocinado (a.a.)	5,00%	5,50%
Crescimento dos benefícios da previdência social (a.a.)	5,00%	5,50%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	5,00%	5,50%
Inflação	5,00%	5,50%
Fator de capacidade		
- Salários	100%	100%
- Benefícios	100%	100%

Hipóteses Demográficas

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)	GAM 1983, com ajuste de idade de -1
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 (por sexo)	IAPB 57
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 Disability Class 1 (por sexo)	TASA27
Tábua de Rotatividade	T-1 <i>Service Table</i>	T-1 <i>Experience</i>
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências	Primeira data em que completam todas as carências
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90	90
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão	100%	100%
Fator de conversão do SB-40	140%	140%

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações contábeis da Companhia, é a seguinte:

	2006			2005		
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.179.927	-	1.179.927	1.145.672	-	1.145.672
Valor justo dos ativos	(736.567)	-	(736.567)	(689.903)	-	(689.903)
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.628	1.628	-	1.359	1.359
Subtotal	443.360	1.628	444.988	455.769	1.359	457.128
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(130.187)	(707)	(130.894)	(170.048)	(305)	(170.353)
Passivo reconhecido no balanço	313.173	921	314.094	285.721	1.054	286.775

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 8,25 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura 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 contábeis é a seguinte:

	2006		2005	
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	14.155	130.790	144.945	90.043
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	5.495	4.214	9.709	24.999
Passivo atuarial não contratado	719	158.721	159.440	171.733
Passivo atuarial total	20.369	293.725	314.094	286.775

A composição dos contratos de confissão de dívidas passadas é como se segue:

	Ano	Amortização	Encargos	2006	2005
ELOS					
Contribuições adicionais	1993	mensal, até 12.2014	INPC + 6% a.a.	74.389	79.371
Parcelamento de dívidas	1993	mensal, até 11.2011	INPC + 6% a.a.	9.609	8.700
Despesas administrativas	2001	mensal, até 03.2006	INPC + 10% a.a.	-	1.972
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04.2011	INPC + 6% a.a.	11.338	-
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12.2023	INPC + 6% a.a.	22.226	-
				117.562	90.043
PREVIG					
Cobertura de reservas matemáticas – Migração Plano Benefício Definido					
Benefícios concedidos	2006	mensal, até 04.2022	INPC + 6% a.a.	14.669	-
Benefícios a conceder	2006	mensal, até 04.2014	INPC + 6% a.a.	4.651	-
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12.2023	INPC + 6% a.a.	7.318	-
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04.2011	INPC + 6% a.a.	745	-
				27.383	-
				144.945	90.043

A movimentação do passivo atuarial está resumida a seguir:

	<u>Plano de Aposentadoria</u>	<u>Gratificação de Confidencialidade</u>	<u>Total</u>
Passivo em 31.12.2004	249.168	959	250.127
Despesas do exercício de 2005	75.128	188	75.316
Contribuições reais da Cia. no ano de 2005	(38.575)	-	(38.575)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2005	-	(93)	(93)
Passivo em 31.12.2005	285.721	1.054	286.775
Despesas do exercício de 2006	58.158	199	58.357
Contribuições reais da Cia. no ano de 2006	(30.706)	-	(30.706)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2006	-	(332)	(332)
Passivo em 31.12.2006	313.173	921	314.094

Os valores a serem reconhecidos no resultado, no exercício de 2007, relativamente ao plano de Benefícios Definidos e Gratificação de Confidencialidade, são os seguintes:

	<u>Plano de aposentadoria</u>	<u>Gratificação de Confidencialidade</u>	<u>Total</u>
Custo do serviço corrente	338	65	403
Custo dos juros	122.470	149	122.619
Rendimento esperado dos ativos do plano	(78.413)	-	(78.413)
Amortização de perdas atuariais	1.284	48	1.332
Contribuição dos empregados	(234)	-	(234)
Total	45.445	262	45.707

a.2) Plano de Contribuição Definida

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG passou a administrar outro plano, do tipo Contribuição Definida, encerrando o plano inicial para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

No plano de Contribuição Definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia (887 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O valor da contribuição da Companhia no exercício de 2006 foi de R\$ 3.149 (R\$ 2.236 em 2005).

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial correspondente a R\$ 4.108 no ano de 2006 (R\$ 1.760 em 31.12.2005), paga ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano anterior, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

A Companhia é responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas do Plano de Contribuição Definida até 31.12.2006. A partir daí os mesmos serão rateados entre a patrocinadora e os participantes do plano. O valor dessas despesas no exercício de 2006 foi de R\$ 340 (R\$ 241 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.

21 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica, na controladora e no consolidado, o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R\$ 36.535 no exigível a longo prazo (R\$ 36.532 em 2005), calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R\$ 107.456, 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 em Despacho da ANEEL, 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.

22 – 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. 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.

b) Capital social subscrito e integralizado

A Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2006, é de R\$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de dezembro de 2006 é de R\$ 4,24 (R\$ 4,11 por ação em 31.12.2005).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

Acionistas	% do Capital	
	2006	2005
Suez Energy South America Participações	68,71	68,73
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	2,80	2,80
União Federal	1,90	1,90
Outros	<u>16,59</u>	<u>16,57</u>
	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

c) Composição das reservas

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	<u>91.695</u>	<u>91.695</u>
Reservas de Lucros		
Reserva legal	197.214	148.257
Reserva de retenção de lucros	<u>29.896</u>	<u>243</u>
	<u>227.110</u>	<u>148.500</u>

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\$ 29.653, sem prejuízo à distribuição de dividendos.

d) Lucros acumulados – Ajuste de exercícios anteriores

A Companhia, a partir de 01.01.2006, modificou a prática contábil de registro da provisão para grandes manutenções de seu parque gerador, em atendimento à Interpretação Técnica do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON, a qual visa à convergência com as Normas Internacionais de Contabilidade.

A prática contábil que vinha sendo adotada pela Companhia e que prevalecia no Brasil, até 31.12.2005, era a de constituir provisão para gastos com grandes manutenções de bens do ativo imobilizado, em base mensal, para refletir o total das despesas e dos gastos a incorrer no período planejado da manutenção.

De acordo com o novo critério contábil, os componentes principais dos bens do imobilizado que precisarem de reposição em intervalos regulares devem ser contabilizados como ativos individuais, separados daqueles bens do imobilizado aos quais se relacionam, e depreciados com base nas vidas úteis destes ativos separados. Os dispêndios incorridos na reposição ou renovação dos componentes são registrados no imobilizado como aquisição de um ativo separado e os ativos substituídos são baixados do imobilizado.

Os efeitos da mudança da prática contábil, no montante de R\$ 29.653, líquido de imposto de renda e contribuição social, foram reconhecidos diretamente na conta “Lucros acumulados”. Os efeitos decorrentes do ajuste em cada rubrica do balanço patrimonial de 31.12.2005 e da demonstração do resultado do exercício de 2005 estão demonstrados a seguir:

	Consolidado		
	Publicado	Ajustes	Ajustado
Ativo			
Ativo Circulante			
Ativo fiscal diferido	82.344	(8.271)	74.073
Ativo Não Circulante			
Ativo fiscal diferido	192.309	(7.077)	185.232
Permanente			
Investimentos	43.619	(300)	43.319
Imobilizado e intangível	4.353.468	(1.263)	4.352.205
Passivo			
Passivo Circulante			
Obrigações estimadas	49.243	(24.325)	24.918
Passivo Não Circulante			
Obrigações estimadas	22.869	(22.239)	630
Patrimônio Líquido			
Lucros acumulados	-	29.653	29.653
Demonstração do Resultado			
Depreciação	(208.108)	(140)	(208.248)
Constituição de provisões operacionais, líquida	(49.691)	15.855	(33.836)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(7.078)	(5.288)	(12.366)

23 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

No decorrer do ano de 2006, o Conselho de Administração da Companhia aprovou créditos de juros sobre o capital próprio com os seguintes valores:

- R\$ 114.000, correspondentes a R\$ 0,174648 por ação, aprovados em 11.08.2006 e pagos em 25.10.2006.
- R\$ 99.000, correspondentes a R\$ 0,151668 por ação, aprovados em 06.12.2006, que serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, estão sendo imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2006.

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.

Em 11.08.2006, o Conselho de Administração da Companhia, usando a competência que lhe conferem o Estatuto Social, aprovou a distribuição de dividendos intercalares com base nas Demonstrações Contábeis levantadas em 30.06.2006, no valor de R\$ 324.000, correspondentes a R\$ 0,496367 por ação, os quais foram pagos em 25.10.2006.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 30% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no Estatuto Social da Companhia.

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	979.146	920.096
Constituição da reserva legal (5%)	<u>(48.957)</u>	<u>(46.005)</u>
Base de cálculo	<u>930.189</u>	<u>874.091</u>
Dividendos mínimos obrigatórios (30%)	<u>279.057</u>	<u>262.227</u>
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	182.649	232.132
Dividendos intercalares	324.000	141.000
Saldo dos dividendos propostos	<u>393.189</u>	<u>461.391</u>
Subtotal	899.838	834.523
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	<u>30.351</u>	<u>39.568</u>
Total	<u>930.189</u>	<u>874.091</u>
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por ação ordinária (em R\$ 1,00):	1,425048	1,339106

O saldo dos dividendos propostos, no valor de R\$ 393.189, correspondente a R\$ 0,602365 por ação, será pago após a deliberação da Assembleia Geral Ordinária que aprovar as Demonstrações Contábeis.

24 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					2005
	2006					
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	82.006	7.139	3.103	34.641	126.889	120.720
Administradores	-	-	-	8.474	8.474	7.299
Material	20.401	265	109	1.445	22.220	20.851
Serviço de terceiro	40.756	2.247	791	23.933	67.727	65.701
Combustível p/produção energia	95.575	-	-	-	95.575	101.570
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	26.830	-	-	-	26.830	52.604
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	162.625	-	162.625	116.395
Uso de bem público – UBP	2.209	-	-	-	2.209	3.671
Depreciação e amortização	157.617	-	-	1.387	159.004	158.608
Seguros	5.384	448	-	265	6.097	7.224
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	19	2.920	4.412	7.351	4.226
Contribuições setoriais	-	-	-	2.330	2.330	4.002
Taxa de fiscalização	-	-	-	8.011	8.011	7.812
Contribuições e doações	415	48	-	4.856	5.319	4.430
Devolução de adicional tarifário	-	-	-	9.072	9.072	-
Outros	<u>1.626</u>	<u>88</u>	<u>171</u>	<u>13.107</u>	<u>14.992</u>	<u>10.292</u>
	<u>432.819</u>	<u>10.254</u>	<u>169.719</u>	<u>111.933</u>	<u>724.725</u>	<u>685.405</u>

	Consolidado					2005
	2006					
	Custos		Despesas		Total	
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas		
Pessoal	82.318	7.139	3.103	35.126	127.686	121.458
Administradores	-	-	-	9.944	9.944	9.009
Material	21.932	265	111	1.589	23.897	22.853
Serviço de terceiro	48.333	2.247	1.145	26.515	78.240	75.330
Combustível p/produção energia	102.070	-	-	-	102.070	104.694
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	38.326	-	-	-	38.326	67.311
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	202.545	-	202.545	162.431
Uso de bem público – UBP	2.209	-	-	-	2.209	3.671
Depreciação e amortização	197.743	-	-	10.621	208.364	208.108
Seguros	6.848	448	-	265	7.561	9.239
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	19	2.920	4.416	7.355	4.318
Contribuições setoriais	-	-	-	2.803	2.803	4.168
Taxa de fiscalização	-	-	-	9.419	9.419	9.156
Contribuições e doações	461	48	-	9.205	9.714	4.885
Devolução de adicional tarifário	-	-	-	9.072	9.072	-
Outros	2.181	88	325	14.325	16.919	25.677
	502.421	10.254	210.149	133.300	856.124	832.308

25 – CONSTITUIÇÃO DE PROVISÕES OPERACIONAIS, LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Benefícios pós-emprego	(7.881)	(27.832)	(7.881)	(27.832)
Contingências cíveis	23.520	(3.350)	23.078	(2.556)
Contingências fiscais	(1.600)	(6.774)	(1.600)	(6.774)
Contingências trabalhistas	(1.442)	1.859	(1.442)	1.859
Manutenções programadas	-	(15.619)	-	(15.855)
Outras	(702)	1.467	(702)	1.467
	11.895	(50.249)	11.453	(49.691)

A provisão para benefício pós-emprego, em 2005, foi influenciada pelos efeitos atuariais decorrentes da mudança do plano de benefícios.

Em 2006, a Companhia reverteu uma provisão para contingência cível no valor de R\$ 22.005, relativa a encargos vinculados à atividade de energia elétrica, em virtude da probabilidade da perda ter se tornado improvável.

Em decorrência de mudança de prática contábil (ver Nota 22-d), a provisão para manutenção programada deixou de ser reconhecida no resultado, a partir de 2006.

26 – GANHOS EM AÇÕES JUDICIAIS

Em setembro de 2006, foi certificado o trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e da COFINS ampliada pela Lei nº 9.718/98, em favor da Companhia e de sua controlada Companhia Energética Meridional - CEM. A referida decisão garantiu às Companhias a desoneração da tributação atacada com a recuperação dos excessos recolhidos sob o amparo daquela Lei, que representou para a Tractebel Energia e CEM, os montantes atualizados de R\$ 87.535 e R\$ 1.152, respectivamente, os quais foram compensados, em 2006, com tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal.

27 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	42.771	68.238	55.487	88.901
Juros sobre valores a receber e créditos fiscais	24.910	26.309	24.774	26.324
Variação monetária - depósitos judiciais	12.489	5.176	14.364	5.473
Variação monetária - contas a receber	932	13.044	936	13.073
Variação monetária - outras	1.794	814	1.802	814
Variação cambial	696	745	712	1.403
Outras	9.169	3.037	9.591	3.098
	92.761	117.363	107.666	139.086
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	96.970	90.589	147.871	161.567
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	18.039	15.960
Encargos sobre passivo atuarial	49.480	44.558	49.480	44.558
Encargos sobre provisões operacionais, líquidos	1.973	6.227	1.974	6.318
Encargos sobre tributos e contribuições sociais	332	7.386	364	7.390
Variação monetária - financiamentos e debêntures	6.590	(1.652)	12.438	6.924
Variação monetária - Concessão ANEEL	-	-	6.941	3.289
Variação monetária - outras	4.671	2.512	4.703	2.592
Variação cambial - empréstimos e financiamentos	(25.138)	(113.336)	(25.138)	(137.493)
Variação cambial - aplicações financeiras	906	2.392	(196)	2.901
Perdas com <i>swaps</i> de taxa de câmbio/juros	17.441	104.537	25.684	130.253
CPMF	11.786	13.778	15.565	17.610
Outras	4.312	11.820	6.149	12.887
	169.323	168.811	263.874	274.756
Resultado financeiro	(76.562)	(51.448)	(156.208)	(135.670)

28 – 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.

Em outubro de 2006, a Companhia liquidou a sua última operação de *swap* de taxa de juros no mercado internacional, na qual era passiva à taxa fixa média de 5,27% a.a. e ativa em Libor US\$ seis meses.

A Companhia possui uma política de maior proteção do seu passivo em moeda externa, através de operações de *swaps* no mercado de balcão, onde a variação cambial de empréstimos e financiamentos é trocada pela variação do CDI. Os vencimentos das operações de *swaps* são concomitantes com as datas de vencimento do fluxo de compromissos do passivo em moeda externa. 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.

Essas operações estão apresentadas nas demonstrações contábeis nas rubricas “Operações com derivativos”, no passivo circulante, e “Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros”, na despesa financeira, conforme a seguir demonstrado:

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Passivo Circulante				
Operações com derivativos	<u>4.526</u>	<u>46.181</u>	<u>4.526</u>	<u>65.876</u>

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Despesa Financeira				
Perdas com <i>swaps</i> de taxa de câmbio/juros	<u>17.441</u>	<u>104.537</u>	<u>25.684</u>	<u>130.253</u>

A exposição líquida da Companhia ao fator de risco de taxa de câmbio é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	388.401	498.722	388.401	498.722
Instrumentos de <i>hedge</i> cambial				
Principal e juros incorridos	(153.711)	(80.822)	(153.711)	(131.147)
Juros a incorrer	(28.096)	(15.209)	(28.096)	(15.209)
Aplicações financeiras em moeda estrangeira	-	(19.749)	(4.508)	(36.790)
Exposição líquida	<u>206.594</u>	<u>382.942</u>	<u>202.086</u>	<u>315.576</u>

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo 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.

Nas transações de venda para clientes industriais, os chamados Consumidores Livres, para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais, a Companhia, através de sua área de crédito, procede a uma análise de crédito prévia e estabelece, em conjunto com o Comitê de Crédito, o 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 4, 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.

	Controladora			
	2006		2005	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	388.401	363.812	498.722	495.438
Empréstimos e encargos em moeda nacional	<u>211.948</u>	<u>215.188</u>	<u>297.362</u>	<u>283.941</u>
	<u>600.349</u>	<u>579.000</u>	<u>796.084</u>	<u>779.379</u>

Nas controladas, as operações envolvendo instrumentos financeiros não apresentam diferenças relevantes entre os valores médios de mercado e os valores apresentados nas Demonstrações Contábeis.

29 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S. A. – ITASA

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, celebrado pela Companhia, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do Dólar acrescido da inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica 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 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, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, no montante anual de 2.395.903 MWh. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, 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 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, 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 31.03.2017.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, 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 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.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	Controladora						
	2006					2005	
	SESA ^(*)	CEM	ITASA	LAGES	TBLC ^(**)	Total	
Ativo							
Contas a receber	657	201	1.356	638	14.880	17.732	17.834
Dividendos a receber de controladas	-	83.806	3.286	15.929	-	103.021	78.860
Passivo							
Fornecedores	-	31.569	10.499	-	-	42.068	40.410
Dividendos e juros sobre o capital próprio	327.989	-	-	-	-	327.989	340.307
Resultado							
Receita operacional							
Suprimento de Energia	-	-	-	5.808	136.313	142.121	64.330
Receitas de serviços							
Administração	-	656	-	103	-	759	1.108
Operação e manutenção	-	1.747	9.812	1.436	-	12.995	12.672
Custo de Energia Elétrica e Serviços							
Compra energia	-	268.024	114.774	-	-	382.798	370.566
Outros	-	-	-	18	-	18	10
Financeiro							
Receita	-	-	-	-	213	213	14

(*) Suez Energy South America Participações Ltda.

(**) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

30 – 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 Contábeis consolidadas da Companhia, em 31.12.2006 é de R\$ 243.059 (R\$ 273.526 em 31.12.2005).

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES. Como interveniente, a Companhia assumiu as 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 31.12.2006 totaliza R\$ 180.511 (R\$ 200.926 em 31.12.2005).

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, 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 31.12.2006 totaliza R\$ 38.585 (R\$ 44.597 em 31.12.2005).

31 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US\$ 3.545.974, equivalentes a R\$ 7.581.292 em 31.12.2006, e de lucro cessante com valor declarado de US\$ 106.275, equivalentes a R\$ 227.216 em 31.12.2006. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US\$ 150.000, equivalentes a R\$ 320.700 em 31.12.2006, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, está incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US\$ 278.569, equivalentes a R\$ 595.581 em 31.12.2006, e lucro cessante de US\$ 9.642, equivalentes a R\$ 20.615 em 31.12.2006.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US\$ 50.000, equivalentes a R\$ 106.900 em 31.12.2006. 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\$ 25.000 equivalentes a R\$ 53.450 em 31.12.2006, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US\$ 50.000, equivalentes a R\$ 106.900 em 31.12.2006.

Além destes seguros estratégicos, a Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de Conselheiros, Diretores e Administradores – (D&O) extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus Diretores e Empregados.

32 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

A Companhia mantém Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência até a data de 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

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.

c) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está quase totalmente contratada até 2008 e com parcela significativa contratada em 2009 e 2010.

d) 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 ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguiana 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 Uruguiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos foi reduzido 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 físico, 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 elas 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 vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inábeis.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 224, de 20 de junho de 2006 reduziu a zero os valores de garantia física de energia elétrica oriunda de importação da CIEN, em decorrência da impossibilidade de fornecimento de energia elétrica. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia. A Companhia tem o prazo até 30 de junho de 2007, ou até que seja publicado novo entendimento, para efetuar a recomposição do referido lastro.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de cinco anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS, renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22 de maio de 2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém, a MSGÁS comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, vendedora do gás para a MSGÁS.

Apesar de as partes ainda não terem firmado um acordo visando a renovação do contrato, o fornecimento do gás está mantido por força de uma liminar concedida à Tractebel, em ação cautelar que tramita na Comarca de Campo Grande - MS.

Considerando a condição atual de operação da UTE William Arjona, os custos com a aquisição de gás, mesmo com a majoração de preço, seriam integralmente recuperados através dos Encargos do Serviço do Sistema – ESS, portanto, não haveria impactos relevantes no resultado da Companhia.

33 – SERVIÇOS 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

Pierre Michel Philippe Chareyre
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
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

Marcelo Cardoso Malta
Gerente – CRC RJ 072259/O-5 S-SC



BDO Trevisan

BDO Trevisan Auditores
Independentes
Av. Rio Branco, 404 – sl 1203
Florianópolis - SC - Brasil
88015-200

Tel.: +55 (48) 3223-3030
www.bdotrevisan.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA

Aos administradores e acionistas
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Examinamos os balanços patrimoniais da Tractebel Energia S.A. individual (controladora) e consolidado levantados em 31 de dezembro de 2006 e de 2005, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.
2. Nossos exames foram conduzidos em conformidade com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2006 e de 2005, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitirmos parecer sobre as demonstrações contábeis referidas no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. As demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2006 e de 2005, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais, não sendo parte integrante das demonstrações contábeis básicas. Essas demonstrações foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos no segundo parágrafo e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas em todos os seus aspectos relevantes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Florianópolis, 5 de fevereiro de 2007.

Paulo Ricardo Pinto Alaniz
Sócio-contador
CRC RS-042460/O-3 "S" SC
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5 "S" SC

Claudio Henrique Damasceno Reis
Sócio - contador
CRC SC-024494/O-1
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5 "S" SC

PARECER DO CONSELHO FISCAL

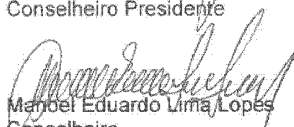
Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Carla Carvalho de Carvalho e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2006 e a proposta de destinação de lucro, inclusive lucros acumulados, e com base no parecer dos auditores independentes BDO Trevisan Auditores Independentes emitido em 05/02/07, declaram que as Demonstrações Financeiras representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2006, estando em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., abaixo assinados, após examinarem o relatório da administração de 2006, declaram que o mesmo está em condição de ser apreciado pela Assembléia Geral de Acionistas da Empresa.

Florianópolis, 16 de março de 2007


Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente


Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Secretária


Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

4. ANEXOS

-
- Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007
 - Estatuto Social da Companhia
 - Modelo Padrão de Escritura de Emissão
 - Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03
 - Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

-
- Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

CNPJ/MF 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4

**EXTRATO DA ATA DA SEPTUAGÉSIMA NONA REUNIÃO DO
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA TRACTEBEL ENERGIA S.A.**

Aos 21 dias do mês de maio do ano dois mil e sete, às 14 horas, na Av. Almirante Barroso, 52, 14º andar, sala 1401, na cidade e Estado do Rio de Janeiro, após regular convocação, reuniram-se os senhores membros do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A., Conselheiros Titulares Luiz Antonio Barbosa, José Paes Rangel e Antonio Alberto Gouvêa Vieira e, ante a impossibilidade de comparecimentos dos titulares Maurício Stolle Bähr, Dirk Beeuwsaert, Jan Franciscus Maria Flachet e Pierre Michel Philippe Chareyre, os respectivos Conselheiros Suplentes Patrick Charles Clement Obryn, Gil de Methodio Maranhão Neto, Luiz Eduardo Simões Viana e José Carlos Cauduro Minuzzo, representando a maioria dos seus membros. Presidiu os trabalhos o Conselheiro Patrick Charles Clement Obryn, que propôs a mim, José Moacir Schmidt, secretariar a reunião, o que foi aceito pelos demais Conselheiros. Cumprimentando os presentes, o Senhor Presidente colocou em discussão a matéria da **Ordem do Dia** constante da **convocação CA-004/2007**, de 14 de maio de 2007, a saber: **Item 1** – Aprovar a estruturação do primeiro programa de distribuição pública de debêntures da Companhia (“Primeiro Programa de Distribuição”) e o seu arquivamento junto à Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”); **Item 2** – Aprovar a realização da segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie sem garantia e sem preferência; e **Item 3** – Assuntos Gerais. **DELIBERAÇÕES tomadas por unanimidade dos conselheiros presentes e sem quaisquer ressalvas:** **Item 1** – Re-ratificado a deliberação tomada por unanimidade na Septuagésima Sexta Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada aos 15 dias do mês de março de 2007, conforme item 10 da ordem do dia da respectiva ata, para aprovar a estruturação do primeiro programa de distribuição pública de debêntures da Companhia (“Primeiro Programa de Distribuição”) e o seu arquivamento junto à Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 (“Instrução CVM nº 400/03”), o qual permitirá à Companhia realizar ofertas públicas de debêntures que estarão sujeitas a prazos reduzidos de análise para fins de registro perante a CVM, observadas as características e condições do Programa de Distribuição, bem como as disposições previstas na regulamentação aplicável. O Programa de Distribuição será arquivado na CVM com as seguintes características: **(i) Valor Total do Programa de Distribuição:** R\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de Reais); **(ii) Prazo de Duração do Programa de Distribuição:** 2 (dois) anos contados da data do arquivamento do Programa de Distribuição perante a CVM; **(iii) Valores Mobiliários a serem ofertados no âmbito do Programa de Distribuição:** debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante, de emissão da Companhia. As demais características das debêntures a serem emitidas pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição, bem como os termos e condições de cada oferta pública de debêntures, serão definidos pela Companhia à época da realização de cada oferta pública de debêntures no âmbito do Programa de Distribuição. **Item 2** – Aprovada a realização da segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie sem garantia e sem preferência, sendo a segunda emissão de debêntures da Companhia para distribuição pública no âmbito do Primeiro Programa de




Distribuição, no valor total de R\$ 350.000.000,00 (trezentos e cinquenta milhões de reais), a qual terá as seguintes características e condições ("Emissão", "Debêntures" e "Oferta", respectivamente): **(i) Número de Séries:** a Emissão será realizada em 2 (duas) séries: sendo que o número de Debêntures a ser alocado em cada série será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures a ser apurada em procedimento de *bookbuilding* ("Procedimento de *Bookbuilding*"); **(ii) Características Gerais da Primeira e da Segunda Série:** **a) Data de Emissão:** para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 15 de maio de 2007 ("Data de Emissão"); **b) Valor Nominal Unitário:** as Debêntures terão valor nominal unitário, na Data de Emissão, de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) ("Valor Nominal Unitário"); **c) Quantidade de Debêntures:** serão emitidas 35.000 (trinta e cinco mil) Debêntures, sendo que (i) a quantidade de Debêntures poderá ser aumentada na data de conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, em até 20% (vinte por cento) com relação à quantidade originalmente oferecida ("Debêntures Adicionais") e (ii) a Companhia concederá às instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários responsáveis pela coordenação da Oferta ("Coordenadores") uma opção para distribuição de lote adicional de até 15% (quinze por cento) com relação à quantidade de debêntures originalmente oferecida ("Debêntures do Lote Suplementar"), a ser exercida pelos Coordenadores, após consulta e concordância prévia da Companhia, na data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, exclusivamente para atender a excesso de demanda que vier a ser constatado pelos Coordenadores; **d) Valor Total da Emissão:** o valor total da Emissão, na Data de Emissão, será de R\$ 350.000.000,00 (trezentos e cinquenta milhões de reais), observado que tal montante pode ser aumentado em virtude do exercício da Opção de Debêntures Adicionais e da Opção de Debêntures do Lote Suplementar; **e) Forma:** as Debêntures serão da forma escritural, nominativa, sem a emissão de certificados representativos das Debêntures; **f) Espécie e Conversibilidade:** as Debêntures serão da espécie quirografária (sem garantia e sem preferência), não conversíveis em ações de emissão da Companhia; **g) Limite de Emissão:** a Emissão atende aos limites previstos no *caput* do artigo 60 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (Lei das Sociedades por Ações), uma vez que o capital social integralizado da Companhia nesta data 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); **h) Local de Pagamento:** os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Companhia no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP (conforme abaixo definido) ou da CBLC (conforme abaixo definido), conforme o caso, ou por meio de instituição financeira contratada pela Companhia como banco mandatário das Debêntures para os titulares de Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à BOVESPAFIX (conforme abaixo definido) e ao SND (conforme abaixo definido); **i) Aquisição Facultativa:** a Companhia poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures de quaisquer das séries em circulação, por preço não superior ao Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do rendimento, a ser calculado *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da data de pagamento de remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data da efetiva aquisição, observado o disposto no parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações; **j) Repactuação Programada:** não haverá; **k) Resgate Antecipado Facultativo:** não haverá; **l) Colocação e Procedimento de Distribuição:** as Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme de colocação para a totalidade das Debêntures, com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que referidas instituições intermediárias da Oferta, com expressa


e prévia anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos de investimento, fundos de pensão, administradores de recursos de terceiros, instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização e outros investidores considerados institucionais ou qualificados, levando em conta o perfil de risco dos seus clientes e a adequação às Debêntures, assegurando também que o tratamento conferido seja justo e equitativo. A Oferta será efetivada de acordo com o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*; **m) Forma de Subscrição e Prazo de Integralização:** as Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido do rendimento, sendo o rendimento calculado *pro rata temporis* desde a Data de Emissão, inclusive, até a data da efetiva integralização, exclusive, e serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional, segundo os critérios de liquidação financeira da CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação (“CETIP”); **n) Negociação:** as Debêntures serão admitidas à negociação (i) na CETIP, por meio do Sistema de Distribuição de Títulos e do Sistema Nacional de Debêntures (“SND”) administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro - ANDIMA (a “ANDIMA”) e operacionalizado pela CETIP, sendo que a liquidação financeira da negociação e da distribuição das Debêntures, bem como sua custódia, serão processadas na CETIP; e (ii) para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário no sistema Bovespa Fix (“BOVESPAFIX”), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo (“Bovespa”), sendo a integralização das Debêntures liquidada na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (“CBLC”), assim como os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC; **o) Vencimento Antecipado:** serão considerados eventos de vencimento antecipado das Debêntures as seguintes ocorrências: **(a)** pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Companhia; **(b)** falta de pagamento, pela Companhia, de quaisquer valores devidos aos titulares de Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanada em 2 (dois) dias corridos contados da respectiva data de vencimento; **(c)** liquidação, dissolução ou extinção da Companhia; **(d)** não cumprimento, pela Companhia, de qualquer obrigação não pecuniária que estiver prevista na respectiva escritura de emissão, se não sanada no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário; **(e)** protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R\$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais), por cujo pagamento a Companhia seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos; **(f)** vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Companhia no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R\$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); **(g)** inadimplemento, em sua respectiva data de vencimento ou após decorrido qualquer prazo de cura ali previsto, no pagamento de qualquer dívida da Companhia no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R\$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); **(h)** cisão, fusão ou ainda, incorporação da Companhia por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedade por Ações, (i) tal alteração societária for aprovada por titulares de Debêntures representando a maioria das Debêntures em circulação ou (ii) se for garantido o direito de resgate aos titulares de Debêntures que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação; **(i)** caso o controle acionário da Companhia, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser (i) da Suez S.A. sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França, ou (ii) de outra sociedade que venha a sucedê-la a qualquer título no âmbito de processo de fusão ou

reestruturação societária entre a Suez S.A. e outras empresas atuantes no mercado de atuação da Suez S.A., desde que tal processo de fusão ou reestruturação societária não acarrete no rebaixamento do rating atribuído às Debêntures; **(j)** no caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, tomando-se por base a capacidade instalada da Companhia na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; **(k)** intervenção ou perda da concessão/autorização da Companhia, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia; **(l)** transformação da Companhia em sociedade limitada, nos termos do artigo 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; **(m)** redução do capital social da Companhia, exceto se previamente autorizado pelos titulares de Debêntures em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; **(n)** pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Companhia, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, se a Companhia estiver em mora com as obrigações pecuniárias a serem definidas na escritura de emissão das Debêntures ("Escritura"); **(o)** não observância, pela Companhia, enquanto houver Debêntures em circulação, dos índices e limites financeiros previstos na escritura de emissão. **(iii) Características da Primeira Série: a) Quantidade:** O número de Debêntures a ser alocado na primeira série ("Debêntures da 1ª Série") será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures nos diferentes índices de remuneração, conforme apurado no Procedimento de *Bookbuilding*. **b) Prazo e Data de Vencimento:** O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série será de 7 (sete) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2014, data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento 1ª Série (conforme definido abaixo) em moeda corrente nacional, nos termos da escritura de emissão; **c) Atualização:** As Debêntures da 1ª Série terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado (a "Atualização da 1ª Série") a partir da Data de Emissão, pelo Índice Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, apurado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ("Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série"), sendo o produto da Atualização da 1ª Série incorporado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série automaticamente, segundo fórmula estabelecida na Escritura; **d) Rendimento:** A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 1ª Série farão jus a rendimento, composto pela Atualização da 1ª Série e pelo rendimento das Debêntures da 1ª Série, qual seja, juros correspondentes à taxa percentual fixa ao ano definida no Procedimento de *Bookbuilding*, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização das Debêntures da 1ª Série (conforme definido na Escritura), calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis de acordo com a fórmula prevista na Escritura ("Rendimento 1ª Série"). **(iv) Características da Segunda Série: a) Quantidade:** O número de Debêntures a ser alocado na segunda série ("Debêntures da 2ª Série") será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures nos diferentes índices de remuneração, conforme apurado pelo Procedimento de *Bookbuilding*. **b) Prazo e Data de Vencimento:** O prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série será de 5 (cinco) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2012; **c) Atualização:** O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série não será atualizado; **d) Rendimento:** A partir da Data de Emissão,

as Debêntures da 2ª Série renderão juros, correspondentes a, no máximo, 100,5% da taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros DI de um dia, "Extra Grupo", calculadas e divulgadas pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>), expressa na forma percentual ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Emissão ou da última data de pagamento de rendimentos das Debêntures da 2ª Série, conforme o caso, e pagos ao final de cada período de capitalização (conforme definido na Escritura), observado que a taxa final ora mencionada será efetivamente apurada no Procedimento de *Bookbuilding* e constará de um aditamento à Escritura. **Item 3** – Fica a Diretoria Executiva da Companhia autorizada, observadas as disposições legais, a praticar todos e quaisquer atos relacionados ao arquivamento do Programa de Distribuição e ao registro da Oferta perante a CVM, podendo aceitar propostas e contratar uma ou mais instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais com a finalidade de coordenar o processo de arquivamento do Programa de Distribuição e registro da Oferta perante a CVM, bem como contratar os serviços de banco mandatário, agente escriturador, agente fiduciário, agência de classificação de risco, advogados, auditores independentes e outros, conforme o caso, necessários para a realização da Oferta. Posta a palavra à disposição dos Srs. Conselheiros presentes, além das detalhadas discussões havidas em relação às deliberações das matérias constante da ordem do dia, não houve outra manifestação, o que ensejou o Presidente da Mesa a dar por encerrados os trabalhos da reunião, solicitando que fosse lavrada a presente ata por mim, Secretário, que, depois de lida e achada conforme, foi assinada pelos membros do Conselho de Administração presentes, inclusive o Presidente da Mesa, e por mim. Rio de Janeiro/RJ, 21 de maio de 2007. Declaro, na qualidade de secretário da Septuagésima Nona Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que o texto acima é transcrição integral e fiel da ata que consta às fls. 0168 a 0172 do livro nº 1 de atas do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A. e que a mesma foi assinada pelos Conselheiros Patrick Charles Clement Obryn, Luiz Antônio Barbosa, Antonio Alberto Gouvêa Vieira, José Pais Rangel, Gil de Methodio Maranhão Neto, José Carlos Cauduro Minuzzo e Luiz Eduardo Simões Viana, e por mim, José Moacir Schmidt, secretário. Florianópolis/SC, 23 de maio de 2007.


José Moacir Schmidt
Secretário

 **JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DE SANTA CATARINA**
CERTIFICO O REGISTRO EM 05/06/2007
SUBM: 20071600230
Protocolo: 07/160023-0
Empresa: 42.3.0002438-4
TRACTEBEL ENERGIA S.A.


FABIANA EYRLING DE FREITAS
SECRETARIA GERAL

São Paulo, 22 de maio de 2007.

Nome: *José Carlos Cauduro Minuzzi*
Cargo: *Diretor de Produção de Energia*

Nome: Luciano Flávio Andriani
Cargo: Diretor Administrativo

Nome: Marcus Venicius Bellinello da Rocha
Cargo: Diretor

Nome: Carlos Alberto Bacha
Cargo: Procurador

Testemunhas:

Nome: ~~FERNANDO~~ LUCAS DE ALMEIDA
CPF: 615.624.799-69

Nome: WILLIAM DA SILVA PEREIRA
CPF: 922.585.816-60

No. 1234
 Rio de Janeiro, 12 de Maio de 1967. Com. para
 da sociedade.
 Da sociedade.

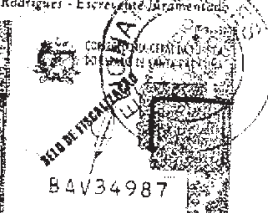



TABELIONATO SALLES
 RUA ANDRÉ DE SOUZA SALLES - TABELIA
 Rua Felipe Schmidt, 249 - Sala 114
 CEP 88010-902 - Florianópolis - SC
 Fone: (48) 3774-1669 Fax: (48) 3777-7009

Reconheço como verdadeira a(s) firma(s) de:
JOSE CARLOS CAUDURO MINUZZO;
LUCIANO FLAVIO ANDRIANI;

Florianópolis (SC), 24 de maio de 2007.

- ☒ Rosali Conceição Salles - Tabela Substituta
- ☐ Cassiano Rodrigo Albuquerque - Tabela Substituta
- ☐ Alex Coelho Orvidio - Escrivente Autorizado
- ☐ Rodrigo de Medeiros - Escrivente Autorizado
- ☐ Ronaldo Daniel Rodrigues - Escrivente Autorizado
- ☐ Vaimor Daniel Rodrigues - Escrivente Autorizado



 JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CERTIFICADO DE REGISTRO EM 05/06/2007
SGT Nº: ED000248000
Protocolo: 67760024 S
Empresa: 42 3 0002438 4
DOUTORA EXPEDITA L. A.

FABIANA EVERLING DI FREITAS
SECRETARIA GERAL

30

-
- Estatuto Social da Companhia

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**EXTRATO DA ATA DA VIGÉSIMA PRIMEIRA ASSEMBLÉIA GERAL
EXTRAORDINÁRIA DA TRACTEBEL ENERGIA S.A.**

Aos vinte e oito dias do mês de março do ano dois mil e oito, às 9 horas, na sede da Companhia, localizada na Rua Antônio Dib Mussi, 366, Centro, na Cidade de Florianópolis, Capital do Estado de Santa Catarina, reuniram-se os acionistas da Tractebel Energia S.A., representando mais de 2/3 (dois terços) do capital social com direito a voto, conforme os registros e assinaturas constantes do "Livro de Presença de Acionistas", a fim de deliberarem sobre os assuntos constantes da Ordem do Dia. Na abertura dos trabalhos, ausente justificadamente por motivos profissionais o Presidente do Conselho de Administração da Companhia, Sr. Maurício Stolle Bähr, a quem caberia, na forma do art. 12 do Estatuto Social, presidir os trabalhos, foi proposto e aceito, na forma do mesmo art. 12 do Estatuto Social, o nome do acionista Patrick Charles Clement Obyn para dirigir os trabalhos, que propôs e foi aceito, para Secretário, o Sr. José Moacir Schmidt. Dando início aos trabalhos, o Sr. Presidente agradeceu a presença dos acionistas, do Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres, Diretor Presidente da Companhia, e do Sr. Marc Verstraete, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, do Sr. Luis Gustavo Budziak, representante do BDO Trevisan Auditores Independentes, e do Sr. Paulo de Resende Salgado, membro do Conselho Fiscal da Companhia. Em seguida, informou que a presente ata será lavrada na forma de sumário dos fatos ocorridos, nos termos do artigo 130, §1º, da Lei 6.404/76, e que a presente Assembléia Geral Extraordinária foi regularmente convocada por edital publicado nos jornais Valor Econômico, Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Diário Catarinense edições dos dias 13, 14 e 17 do mês de março de 2008, solicitando-me a sua leitura, o que fiz como a seguir se transcreve: ***“Assembléia Geral Extraordinária – Edital de Convocação - Na forma das disposições legais e estatutárias, ficam convocados os Acionistas da Tractebel Energia S.A. para a Assembléia Geral Extraordinária, a se realizar no dia 28 de março de 2008, com início às 09:00 horas, na sede da Companhia, situada na Rua Antônio Dib Mussi, 366, Centro, na cidade de Florianópolis, Capital do Estado de Santa Catarina, com a seguinte Ordem do Dia: 1. Alterar o Estatuto Social da Companhia para incluir o parágrafo único e seus incisos ao artigo 19 e alterar a redação do inciso VIII do mesmo artigo, para definir as competências de contratação referente à comercialização de energia elétrica, à aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica e aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD), conforme proposta aprovada na 82ª Reunião do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A., realizada em 14 de agosto de 2007; 2. Ratificar, consoante os termos do artigo 256, §1º, da Lei n.º 6.404/1976, a aquisição, pela sua controlada Energia América do Sul Ltda. (“EAS”), do controle acionário da empresa Ponte de Pedra Energética S.A., conforme matéria aprovada na 86ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 13 de dezembro de 2007; 3. Examinar e aprovar o Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, relativo à operação de incorporação da Companhia Energética Meridional (“CEM”) pela Tractebel Energia S.A. (“Tractebel”), conforme matéria aprovada na 77ª Reunião do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A., realizada em 10 de maio de 2007; 4. Aprovar a nomeação da empresa Deloitte Touche Tohmatsu como avaliadora do patrimônio da CEM; 5. Examinar e aprovar o Laudo de Avaliação relativo à operação de incorporação da CEM pela Tractebel; 6. Aprovar a incorporação total da CEM pela Tractebel, nos termos do Protocolo de Incorporação de Ações*”**

GH

e Sociedade e Instrumento de Justificação; e 7. Autorizar a Diretoria Executiva da Tractebel a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação total da CEM pela Companhia. Com relação à matéria constante do item 5, caso os acionistas entenderem necessário, os trabalhos poderão ser suspensos para exame da versão definitiva do Laudo de Avaliação. Em atendimento ao disposto no artigo 135, §3º, da Lei n.º 6.404/1976, informamos que se encontram à disposição dos acionistas, na sede social da Companhia, cópias dos seguintes documentos: (i) Proposta de alteração do Estatuto Social da Companhia; (ii) Laudo de Avaliação econômico-financeira da empresa Ponte de Pedra Energética S.A., elaborado na forma do artigo 256, §1º, da Lei n.º 6.404/1976; (iii) Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a EAS, a Skanska Infrastructure Development (Brasil) Participações Ltda. e a Impregilo International Infrastructures N.V., bem como pela Tractebel Energia S.A. na qualidade de garantidora solidária das obrigações assumidas pela EAS; (iv) Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação e seu termo aditivo, relativos à operação de incorporação da CEM pela Tractebel; e (v) Laudo Preliminar de avaliação do patrimônio da CEM. Os acionistas, nos termos da legislação aplicável e do artigo 13 do Estatuto Social, deverão comprovar a condição de acionistas até o prazo de 72 (setenta e duas) horas antes da realização da Assembléia, mediante depósito dos documentos comprobatórios de titularidade de ações da Tractebel Energia S.A., a serem entregues na sede da Companhia, no horário comercial, aos cuidados da U.O. Assuntos Jurídicos. Florianópolis, 13 de março de 2008. Mauricio Stolle Bähr, Presidente do Conselho de Administração".

Deliberações: Dando prosseguimento à reunião, o Sr. Presidente colocou em discussão os itens da Ordem do Dia, conforme segue: **Item 1: Alterar o Estatuto Social da Companhia para incluir o parágrafo único e seus incisos ao artigo 19 e alterar a redação do inciso VIII do mesmo artigo, para definir as competências de contratação referente à comercialização de energia elétrica, à aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica e aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD), conforme proposta aprovada na 82ª Reunião do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A., realizada em 14 de agosto de 2007.** Colocada a proposta de inclusão e alteração dos mencionados dispositivos do Estatuto Social em votação, foi aprovada por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições. Em razão de tais alterações, procedeu-se à consolidação do Estatuto Social da Companhia, que passa a ter a seguinte redação:

"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 - A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal estão sujeitos às disposições do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA ("Novo Mercado"). 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

CH

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 cinquenta 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. 6º** - A Companhia poderá emitir debêntures simples ou conversíveis em ações. **Art. 7º** - 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). § 1º - 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. 9º** - 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**

UP

- 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** - a saída do Novo Mercado; **II** - a escolha da instituição ou 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 **III** - 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 9 (nove) membros efetivos e igual número de suplentes, sendo, dentre os titulares, um o Presidente do Conselho e outro o Vice-Presidente, escolhidos pelos acionistas, na forma da lei, com mandato unificado de 2 (dois) anos, permitida a reeleição. **§ 1º** - Um dos membros do Conselho de Administração, e seu respectivo suplente, serão eleitos pelos empregados em votação direta organizada pela Companhia, devendo os nomes serem homologados pelos acionistas em Assembléia Geral. **§ 2º** - Em ocorrendo a vacância no Conselho de Administração, o substituto será o respectivo conselheiro suplente. Em ocorrendo a vacância do conselheiro titular e de seu suplente, 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, e seus respectivos suplentes, 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. **§ 4º** - Nos termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, no mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração, e seus respectivos suplentes, deverão ser conselheiros independentes. A qualificação como conselheiro independente deverá ser declarada na ata da assembléia geral que os eleger. **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, observando 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 Assembleia 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, e seus aditivos, de valor superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), observado o disposto no parágrafo único deste artigo; **IX** - propor à Assembleia 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 Assembleia 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** - declarar, nos casos previstos neste Estatuto, dividendos intercalares à conta de lucro apurado em balanço semestral ou, em períodos menores, dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como 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 triplíce 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. **Parágrafo único** - Aos contratos referentes à Comercialização de Energia Elétrica, aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica e aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD), não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo a contratação de tais atividades observar os limites de aprovação a seguir definidos, com posterior comunicação ao Conselho de Administração: **I** - para Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: a) até 20MW médios por mês, limitado a 1.000GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da Tractebel Energia; b) acima de 20MW médios por mês e até 150MW médios por mês, limitado a 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e c) acima de 150MW médios por mês ou acima de 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo Conselho de Administração; **II** - para Contratos de Exportação de Energia, CUST e CUSD, e atos subsequentes, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e **III** - para aquisição de carvão mineral, CE-4500, até 100.000 toneladas por mês, ou valor financeiro equivalente para aquisição de outros tipos de combustíveis, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia. Para as aquisições cujos valores financeiros excederem o valor fixado neste inciso, a aprovação será do Conselho de Administração. **Art. 20** - Nas suas ausências ou impedimentos, o Presidente do Conselho será substituído pelo seu suplente e, na ausência deste, 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

Handwritten signature

de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões da Diretoria Executiva, bem como do Termo de Anuência dos Administradores previsto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado. **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. **§ 1º** - 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. **§ 2º** - 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 Assembleia 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. - **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 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 Assembleia Geral. § 2º - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base no mesmo. § 3º - A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares 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 nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. § 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, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, e observando-se as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

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; 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

44

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. - **CAPÍTULO 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. **Parágrafo único** - Obedecidos os demais termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, 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 ofertante. **Art. 36** - Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento de registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo 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 ofertante nos termos do caput deste artigo. **§ 2º** - Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado. **Art. 37** - O laudo de avaliação deverá ser elaborado por instituição ou 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 instituição ou empresa especializada é de competência privativa da assembléia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada por maioria dos votos das ações em circulação presentes na assembléia que, se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. **§ 2º** - Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo ofertante. - **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 para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou caso a saída da Companhia do Novo Mercado venha a ocorrer em virtude de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização societária não seja admitida para negociação no Novo Mercado, 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, no mínimo, pelo valor econômico das ações apurado em laudo de avaliação, e respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis. **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 oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, 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 da Câmara de Arbitragem do Mercado 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.**” Dando prosseguimento, o Sr. Presidente colocou em discussão o **item seguinte da Ordem do Dia: Item 2: Ratificar, consoante os termos do artigo 256, §1º da Lei n.º 6.404/1976, a aquisição, pela sua controlada Energia América do Sul Ltda. (“EAS”), do controle acionário da empresa Ponte de Pedra Energética S.A., conforme matéria aprovada na 86ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 13 de dezembro de 2007.** Inicialmente, o Sr. Presidente esclareceu que a matéria foi objeto de Fato Relevante divulgado ao Mercado em 13 de dezembro de 2007 e dos Comunicados ao Mercado em 21 de dezembro de 2007 e em 26 de março de 2008. O Sr. Presidente esclareceu, ainda, que os acionistas que tiverem direito de retirada e desejarem exercê-lo deverão manifestar expressamente sua intenção no prazo de 30 (trinta) dias contados da data de publicação da ata desta Assembléia Geral Extraordinária, nos termos do referido Comunicado ao Mercado de 26 de março de 2008. Colocada a matéria em votação, os acionistas, **por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições**, consoante os termos do artigo 256, §1º, da Lei n.º 6.404/1976, ratificaram a operação de aquisição, pela sua controlada EAS, do controle acionário da empresa Ponte de Pedra Energética S.A.. Na sequência, o Sr. Presidente colocou em discussão os itens da Ordem do Dia referentes à operação de incorporação da Companhia Energética Meridional (“CEM”) pela Tractebel Energia S.A. (“Tractebel”), esclarecendo, inicialmente, que a matéria foi objeto de Fato Relevante divulgado ao Mercado conjuntamente pelas empresas em 24 de janeiro de 2008, e a operação visa a redução da estrutura organizacional atual, a diminuição de custos, aumentando de valor para os acionistas, a racionalização e otimização dos investimentos, bem como facilitará a unificação, padronização e racionalização da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitirá a eliminação dos custos de gerenciamento que a manutenção das duas companhias impõe. Informou, também, que a operação de incorporação aqui deliberada foi aprovada por todos os órgãos competentes, sem qualquer restrição; **Item 3. Examinar e aprovar o Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, relativo à operação de incorporação da Companhia Energética Meridional (“CEM”) pela Tractebel Energia S.A. (“Tractebel”), conforme matéria aprovada na 77ª Reunião do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A., realizada em 10 de maio de 2007.** Colocada a matéria em votação, os acionistas, **por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições**, aprovaram o Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, relativo à operação de incorporação da Companhia Energética Meridional (“CEM”) pela Tractebel Energia S.A. e seu termo aditivo n.º 01, acompanhado de parecer do Conselho Fiscal da Companhia, nos seguintes termos: **“PROTOCOLO DE INCORPORAÇÃO DE AÇÕES E SOCIEDADE E INSTRUMENTO DE JUSTIFICAÇÃO ENTRE TRACTEBEL ENERGIA S.A. E COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL – CEM - Pelo presente instrumento**

particular, as Partes abaixo qualificadas, por seus respectivos Administradores, têm entre si certo e ajustado celebrar o presente Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, de acordo com os artigos 224, 225, 226 e 252 da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e a Instrução CVM n.º 319, de 03 de dezembro de 1999, com suas posteriores modificações. (a) **TRACTEBEL ENERGIA S.A.**, pessoa jurídica de direito privado, geradora de energia elétrica na condição de Produtor Independente, com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Centro, CEP 88015-110, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103/0001-19, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social, em conformidade com o Capítulo VI, artigo 27, por seus representantes legais adiante assinados (doravante denominada simplesmente “**TRACTEBEL**” ou “**INCORPORADORA**”); e, de outro lado, (b) **COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL – CEM**, pessoa jurídica de direito privado, concessionária de uso de bem público para geração de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Centro, CEP 88015-110, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.201.268/0001-17, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, por seus representantes legais adiante assinados (doravante denominada simplesmente “**CEM**” ou “**INCORPORADA**”).

1. HISTÓRICO - 1.1. Através da Concorrência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL n.º 004, de 27 de março de 1998, publicada no Diário Oficial da União em 30 de março de 1998, foi outorgada à Tractebel S.A., empresa belga do mesmo grupo econômico ao qual pertence a **TRACTEBEL**, concessão para uso de bem público para exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Cana Brava, no Rio Tocantins, definido pelas coordenadas geográficas 13º 24' de latitude S e 48º 08' de longitude W, nos Municípios de Minaçu, Cavalcante e Colinas do Sul, Estado de Goiás. 1.2. Tal outorga de concessão foi adjudicada à Tractebel S.A. pela ANEEL através do Despacho de 27 de abril de 1998, publicado no Diário Oficial em 28 de abril do mesmo ano. 1.3. Por intermédio do Decreto de 12 de junho de 1998, publicado no Diário Oficial da União de 15 de junho de 1998, a concessão foi outorgada à CEM - Companhia Energética Mercosul, antiga denominação da **CEM**, empresa constituída pela Tractebel S.A. para a implantação e operação da UHE Cana Brava. 1.4. Finalmente, em 07 de agosto de 1998, a ANEEL e a **CEM** celebraram o respectivo Contrato de Concessão n.º 185/98, com prazo de 35 anos, para geração de energia elétrica através da Usina Hidrelétrica Cana Brava, com potência instalada mínima de 450 MW, bem como do sistema de transmissão associado, que consiste de dois circuitos de transmissão de 230 kV de, aproximadamente, 50 Km de extensão. 1.5. Posteriormente, o controle acionário da **CEM** foi transferido para a Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. - GERASUL, antiga denominação social da **TRACTEBEL**, através da Resolução ANEEL n.º 122, de 24 de maio de 1999, ficando esta obrigada a cumprir todas as cláusulas constantes do Contrato de Concessão n.º 185/98, acima mencionado. 1.6. Ocorre que, em virtude da operação de incorporação atualmente em vigor, e como parte de seus planos estratégicos, deseja a **TRACTEBEL** efetuar a incorporação da **CEM**, sendo que, em decorrência desta incorporação, a **CEM** deverá ser extinta e sucedida pela **TRACTEBEL** em todos os seus direitos e obrigações, inclusive na condição de titular do Contrato de Concessão n.º 185/98, de forma a esta se tornar detentora da concessão do Aproveitamento Hidrelétrico Cana Brava.

2. JUSTIFICAÇÃO, OBJETIVOS E INTERESSE DAS EMPRESAS NA REALIZAÇÃO DA OPERAÇÃO - 2.1. A **TRACTEBEL** é uma companhia aberta, com ações negociadas no Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – Bovespa e a **CEM** é também uma companhia aberta, porém suas ações não são negociadas em bolsa. 2.2. A **TRACTEBEL**

atualmente é titular de 99,99% (noventa e nove vírgula noventa e nove por cento) das ações representativas do capital social da CEM, detentora da concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, sendo também ela própria concessionária de uso de bem público para geração de energia elétrica na qualidade de Produtor Independente, podendo assim exercer as atividades desenvolvidas pela CEM. 2.3. A manutenção de diversas sociedades com a mesma finalidade e estruturas organizacionais distintas multiplica custos administrativos e operacionais. 2.4. É entendimento da Administração de ambas as sociedades que a simplificação da estrutura societária do grupo, mediante a reestruturação societária e patrimonial concernente na operação de incorporação da CEM pela TRACTEBEL, reduzirá a estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos, bem como facilitará a unificação, padronização e racionalização da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitirá a eliminação dos custos de negociação que a manutenção das duas companhias impõe. 2.5. Também é entendimento que a operação de incorporação proposta não acarretará qualquer prejuízo para os atuais acionistas da TRACTEBEL ou da CEM. 2.6. A operação de incorporação pretendida é justificável sob os pontos de vista econômico, financeiro e operacional e deverá trazer benefícios a ambas as empresas, aos seus acionistas e aos clientes de um modo geral, pois permitirá o aproveitamento de sinergias, a otimização quanto ao aproveitamento de recursos humanos e materiais, de forma a conferir maior agilidade às atividades operacionais e administrativas, maior capacidade financeira, ampliação e diversificação das alternativas relacionadas à captação de recursos e a redução de custos operacionais, aumentando a rentabilidade e incrementando a capacidade de investimentos. 2.7. Igualmente, deve-se observar que a referida operação não gerará efeitos anticoncorrenciais e não acarretará quaisquer impactos no mercado de geração de energia elétrica, consubstanciando mera reestruturação societária no interior do mesmo grupo econômico, uma vez que a CEM atualmente já é controlada direta e quase integralmente pela TRACTEBEL, ambas fazendo parte do grupo francês Suez. Inclusive, a operação da Usina Hidrelétrica Cana Brava é efetuada pela INCORPORADORA, mediante um contrato de prestação de serviços celebrado entre as empresas. 2.8. Ademais, o Contrato de Concessão n.º 185/98, na Sexta Subcláusula da Cláusula Décima, preceitua sobre a possibilidade de transferência da concessão, mediante prévia anuência do Poder Concedente à empresa que comprovar as condições de qualificação técnica e econômico-financeira previstas no Edital de Concorrência que o originou e que se comprometa a executá-lo conforme suas cláusulas. 2.9. Por outro lado, a TRACTEBEL cumpre com todos os requisitos necessários à incorporação e transferência da concessão pretendida, tanto em relação à sua regularidade jurídica e fiscal quanto à sua idoneidade financeira, já estando obrigada, através da Resolução ANEEL n.º 122/99 a cumprir todas as cláusulas e disposições do Contrato de Concessão n.º 185/98. 2.10. A TRACTEBEL, em decorrência da incorporação e nos termos do disposto no artigo 227 da Lei n.º 6.404/76, sucederá a CEM em todos os seus direitos e obrigações relativos ao patrimônio incorporado, patrimônio este que será devidamente avaliado no Laudo de Avaliação elaborado pela empresa nomeada conforme Item 6, abaixo, devendo ainda ser observadas as demais condições estabelecidas neste instrumento. 3. **CAPITAL DA SOCIEDADE INCORPORADORA E INCORPORADA** - 3.1. **Capital da TRACTEBEL:** O capital social subscrito e integralizado da TRACTEBEL 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 (seiscentos e cinquenta e dois milhões, setecentas e quarenta e duas mil, cento e noventa e duas) ações, todas ordinárias, nominativas

UH

e sem valor nominal. 3.2. Capital da CEM: O capital social subscrito e integralizado da CEM, sociedade a ser incorporada, é de R\$ 424.221.852,33 (quatrocentos e vinte e quatro milhões, duzentos e vinte e um mil, oitocentos e cinquenta e dois reais e trinta e três centavos), dividido em 118.849.336 (cento e dezoito milhões, oitocentas e quarenta e nove mil, trezentas e trinta e seis) ações ordinárias e 225.678.665 (duzentos e vinte e cinco milhões, seiscentas e setenta e oito mil, seiscentas e sessenta e cinco) ações preferenciais, sob a forma escritural, sem valor nominal, assim distribuídas entre seus acionistas:

NOME ACIONISTA	QTD.TOTAL	PERC.	EO	EP
MANOEL ARLINDO ZARONI TORRES	1	0	1	0
MAURICIO STOLLE BAHR	1	0	1	0
SUEZ ENERGY SOUTH AMER. PART. LTDA.	1	0	1	0
TRACTEBEL ENERGIA S.A.	344.527.997	100	118.849.332	225.678.665
VICTOR FRANK P. ROSA PARANHOS	1	0	1	0
TOTAL	344.528.001	100	118.849.336	225.678.665

4. DOAÇÃO DAS AÇÕES DA INCORPORADA - 4.1. De acordo com o Termo de Doação Condicionada em anexo, os acionistas minoritários da CEM desde já concordam com a realização da operação de incorporação, doando a totalidade de suas ações para a TRACTEBEL, ficando tal doação somente condicionada à aprovação da incorporação pela Assembléia Geral Extraordinária da TRACTEBEL, pelo que deixa de ser avaliado o patrimônio líquido da TRACTEBEL e informado o valor de substituição das ações e reembolso das participações societárias que eles detêm nas referidas sociedades, em caso de dissidência, porque inaplicáveis ditas informações ao presente instrumento. **5. AÇÕES E SOCIEDADES A SEREM INCORPORADAS** - 5.1. O patrimônio da CEM será transferido para o da TRACTEBEL pelo respectivo valor dos livros contábeis. O critério se justifica pelo fato de que a CEM passará a ser uma subsidiária integral da TRACTEBEL, de acordo com o disposto no Item 4, acima, e seu patrimônio líquido já pertencerá exclusivamente a esta última, estando representado no seu ativo pelas ações do capital da CEM. Extinta a totalidade das 344.528.001 (trezentos e quarenta e quatro milhões, quinhentas e vinte e oito mil e uma) ações de emissão da CEM e de propriedade da TRACTEBEL em consequência da operação de incorporação, será o seu valor substituído nos livros contábeis da TRACTEBEL pelo próprio patrimônio da CEM, sem que ocorra qualquer alteração no valor pelo qual está contabilizado. 5.2. O patrimônio líquido da CEM a ser transferido para a TRACTEBEL será avaliado por empresa especializada, na forma do artigo 8º da Lei n.º 6.404/76 e do Item 6, abaixo, a ser nomeada pela Assembléia da TRACTEBEL que vier a analisar a presente proposta, que formulará o Laudo de Avaliação, previsto no parágrafo 1º, artigo 227 da Lei n.º 6.404/76, avaliação essa que será efetuada pelo valor contábil, com base nos elementos constantes do balanço patrimonial da CEM levantado no último dia do mês anterior ao da realização da Assembléia Geral Extraordinária que aprovar a operação. 5.3. As variações patrimoniais ocorridas entre o último dia do mês anterior ao da realização da Assembléia Geral Extraordinária que aprovar a operação e a data da efetiva incorporação da CEM pela TRACTEBEL, bem como a repercussão de todos os atos e fatos ocorridos após a data da operação que se cogita, serão absorvidos pela TRACTEBEL. 5.4. Tendo em vista que a CEM passará a ser subsidiária integral da TRACTEBEL, de acordo com o Item 4, acima, não haverá emissão de quaisquer ações do

cf

capital da incorporadora **TRACTEBEL**, que permanecerá inalterado. Conseqüentemente, não haverá qualquer alteração no Estatuto Social da **TRACTEBEL**. 5.5. Em decorrência do acima exposto, a **CEM** e a **TRACTEBEL** realizarão, respectivamente, Assembléias Gerais Extraordinárias para formalizarem o estabelecido no presente instrumento, nos termos do artigo 227 da Lei n.º 6.404/76, cabendo à **TRACTEBEL** promover o arquivamento dos atos da incorporação nos registros comerciais competentes e a posterior publicação dos mesmos.

6. INDICAÇÃO DA EMPRESA DE AVALIAÇÃO - 6.1. Para fins de verificação e avaliação do patrimônio líquido da **CEM**, os signatários deste instrumento concordam em indicar, como empresa avaliadora, a **BDO Trevisan Auditores Independentes**, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 52.803.244/0001-06, indicação essa que será submetida à aprovação da Assembléia Geral Extraordinária da **TRACTEBEL** que aprovar este instrumento. Salienta-se, desde já, que tal empresa não possui qualquer conflito ou comunhão de interesses com as Partes ou os acionistas. 6.2. A empresa avaliadora acima indicada, se devidamente aprovada, deverá preparar o Laudo de Avaliação, o qual será disponibilizado para os acionistas de ambas as Partes na forma prevista nos editais de convocação das referidas Assembléias Gerais Extraordinárias, a fim de que o mesmo seja objeto de exame e deliberação pelos acionistas da **TRACTEBEL**.

7. CONDIÇÕES ADICIONAIS RELATIVAS À INCORPORAÇÃO - 7.1. Serão realizadas Assembléias Gerais Extraordinárias da **TRACTEBEL** e **CEM**, para apreciação e deliberação a respeito da operação de incorporação. 7.2. A partir da efetivação da incorporação, a **TRACTEBEL** passa a ser titular, por sucessão, de todos os bens, direitos e obrigações de que hoje é titular a **CEM**, incluindo os contratos de financiamento, contratos de fornecimento de bens e serviços, convênios, imóveis, ações judiciais, demandas, entre outros. 7.3. A **TRACTEBEL** anui e submete-se, sem qualquer ressalva, às condições e cláusulas do Contrato de Concessão n.º 185/98, firmado entre a **CEM** e a **ANEEL** em 07 de agosto de 1998, no qual a **INCORPORADA** exerce a posse e opera os bens que compõem a Usina Hidrelétrica Cana Brava – UHCB, de titularidade da União, bem como às normas legais e regulamentares vigentes nesta data e aplicáveis à concessão do serviço público de energia elétrica. 7.4. A transferência dos bens, direitos e obrigações relativos às atividades da geração de energia elétrica observará também o que a respeito dispuserem os atos específicos emanados do Poder Concedente, na forma da legislação em vigor. 7.5. O presente instrumento, bem como quaisquer outras informações ou documentos utilizados no planejamento, avaliação, promoção e execução da operação de incorporação serão disponibilizados a todos os acionistas das Partes desde a data de publicação das condições da operação, na sede da **TRACTEBEL**, sito na Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Centro, na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, das 9h às 18h, de segunda-feira a sexta-feira. 7.6. Aprovada a operação de incorporação pelos acionistas da **TRACTEBEL**, competirá à Administração da **TRACTEBEL** promover o arquivamento e publicação de todos os atos relativos à incorporação. 7.7. Os casos omissos serão regidos pelas normas legais pertinentes à matéria. 7.8. As Partes e suas respectivas Administrações elegem o Foro da Comarca de Florianópolis, Capital do Estado de Santa Catarina, para dirimir eventuais dúvidas oriundas deste instrumento. Por estarem assim justas e acordadas, as Partes assinam o presente instrumento em 03 (três) vias de igual teor e forma, na presença das 02 (duas) testemunhas abaixo subscritas, para que produza seus efeitos legais e jurídicos. Florianópolis, 22 de agosto de 2007. **TRACTEBEL ENERGIA S.A.** – Manoel Arlindo Zaroni Torres – Diretor Presidente – Luciano Flávio Andriani – Diretor Administrativo – **COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL** – Marc Verstraete – Diretor Administrativo e Financeiro –



José Carlos Caudurro Minuzzo - Diretor de Operação - Testemunhas: Luiza Santos - Osmar Osmarino Bento"; **"TERMO ADITIVO N.º 01 AO PROTOCOLO DE INCORPORAÇÃO DE AÇÕES E SOCIEDADE E INSTRUMENTO DE JUSTIFICAÇÃO, QUE ENTRE SI FAZEM TRACTEBEL ENERGIA S.A. E COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL - CEM, NA FORMA ABAIXO: TRACTEBEL ENERGIA S.A.,** pessoa jurídica de direito privado, geradora de energia elétrica na condição de Produtor Independente, com sede na cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Centro, CEP 88015-110, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103/0001-19, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social, em conformidade com o Capítulo VI, artigo 27, por seus representantes legais adiante assinados (doravante denominada simplesmente **"TRACTEBEL"** ou **"INCORPORADORA"**); e, de outro lado, **COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL - CEM,** pessoa jurídica de direito privado, concessionária de uso de bem público para geração de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, com sede na cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Centro, CEP 88015-110, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.201.268/0001-17, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, por seus representantes legais adiante assinados (doravante denominada simplesmente **"CEM"** ou **"INCORPORADA"**); têm entre si justa e acordada a celebração do presente Termo Aditivo n.º 01 ao Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, firmado em 22 de agosto de 2007, de acordo com os seguintes itens, subitens e condições: **1 - OBJETO** - 1. É objeto do presente Termo Aditivo proceder à alteração dos Subitens 6.1. e 6.2. do Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação. **2 - ITENS ALTERADOS** - Os Subitens 6.1. e 6.2. passam a vigorar com a seguinte redação: "6.1. Para fins de verificação e avaliação do patrimônio líquido da **CEM**, os signatários deste instrumento concordam em indicar, como empresa avaliadora, a **Deloitte Touche Tohmatsu**, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 62.484.951/0001-30, indicação essa que será submetida à aprovação das Assembléias Gerais Extraordinárias da **TRACTEBEL** e da **CEM** que aprovarem este instrumento. Salienta-se, desde já, que tal empresa não possui qualquer conflito ou comunhão de interesses com as Partes ou acionistas. 6.2. A empresa avaliadora acima indicada deverá preparar um Laudo de Avaliação preliminar, que será disponibilizado para os acionistas de ambas as Empresas na forma prevista nos editais de convocação das referidas Assembléias Gerais Extraordinárias. Propõe-se que a empresa avaliadora tenha sua indicação ratificada por ocasião das Assembléias Gerais Extraordinárias que deliberarão a respeito da operação objeto do presente Protocolo, devendo ser nomeada pelos acionistas da **TRACTEBEL** e da **CEM** naquela data. Na mesma ocasião, a empresa avaliadora apresentará a versão final do Laudo de Avaliação, que será objeto de exame e deliberação pelos acionistas de ambas as Companhias." **3 - DISPOSIÇÕES FINAIS** - 1. Permanecem inalterados, ratificados e em vigor todos os demais itens, subitens e condições constantes do Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, não expressamente modificados por este Termo Aditivo. 2. O presente Termo Aditivo passa a fazer parte integrante e indissociável do Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação. Estando assim justas e acordadas, as Partes dão por lido o presente Termo Aditivo n.º 01 e o firmam em 03 (três) vias de igual teor e forma, na presença das 02 (duas) testemunhas abaixo subscritas, para que produza seus efeitos legais e jurídicos. Florianópolis, 10 de março de 2008. **PELA TRACTEBEL ENERGIA S.A.** - Manoel Arlindo Zaroni Torres - Diretor-Presidente - Luciano Flávio Andriani - Diretor

Administrativo - PELA COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL - CEM - Marc Jacques Zelic Verstraete - Diretor Administrativo e Financeiro - José Carlos Cauduro Minuzzo - Diretor de Operação - TESTEMUNHAS: Luanda Santos - Osmar Osmarino Bento"; e "PARECER DO CONSELHO FISCAL - Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, tendo em vista o Fato Relevante, e após exame do Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação, do Laudo de Avaliação do Acervo Líquido da Companhia Energética Meridional S/A, preparado pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e da Resolução Autorizativa nº 1.211, de 22/01/08 da ANEEL, tudo referente à incorporação da Companhia Energética Meridional- CEM pela Tractebel Energia S/A, documentos esses que integram este parecer como Anexo, e levando em consideração tais documentos, declaram que a incorporação da Companhia Energética Meridional- CEM pela Tractebel Energia S/A está em condição de ser apreciada pela Assembléia Geral de Acionistas da Empresa. Rio de Janeiro, 17 de março de 2008.- Newton de Lima Azevedo Junior - Paulo de Resende Salgado - Manoel Eduardo Lima Lopes". **Item 4. Aprovar a nomeação da empresa Deloitte Touche Tohmatsu como avaliadora do patrimônio da CEM.** Colocada a matéria em votação, os acionistas, **por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições**, aprovaram a empresa Deloitte Touche Tohmatsu como avaliadora do patrimônio da CEM. **Item 5. Examinar e aprovar o Laudo de Avaliação relativo à operação de incorporação da CEM pela Tractebel.** Após análise detalhada do laudo, a matéria foi colocada em votação, tendo os acionistas, **por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições**, **aprovado o Laudo de Avaliação do Acervo Líquido da companhia Energética Meridional para Incorporação Integral na Controladora Tractebel Energia S.A.**, emitido em 06 de março de 2008 e assinado por representante da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e pelo Sr. Roberto Paulo Kenedi, contador inscrito no CRC 1RJ 081.401/O-5 "S" SC, cuja conclusão foi assim lavrada: "**CONCLUSÃO** - Com base nos trabalhos efetuados, concluímos que o valor contábil do Acervo Líquido da Companhia Energética Meridional S.A. é de R\$ 454.866 mil (quatrocentos e cinquenta e quatro milhões e oitocentos e sessenta e seis mil reais), em 29 de fevereiro de 2008, conforme demonstrado no anexo a este laudo de avaliação.". **Item 6. Aprovar a incorporação total da CEM pela Tractebel, nos termos do Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação.** Colocada a matéria em votação, os acionistas, **por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições**, **aprovaram a incorporação total da Companhia Energética Meridional - CEM pela Tractebel Energia S.A.**, nos termos do Protocolo de Incorporação e Justificação acima aprovado. Assim, a Companhia Energética Meridional - CEM é declarada extinta e todos os seus ativos e passivos são absorvidos pela Tractebel Energia S.A., a qual sucederá a CEM em todos os seus bens, direitos e obrigações, abrangendo, mas não se limitando, imóveis, marcas, direitos de uso, registros, licenças, contratos, autorizações e concessões, sem qualquer solução de continuidade. **Item 7. Autorizar a Diretoria Executiva da Tractebel a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação total da CEM pela Companhia.** Colocada a matéria em votação, os acionistas, **por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições**, **aprovaram autorizar** os administradores da Tractebel a praticar todos atos necessários à consecução da incorporação da total da Companhia Energética Meridional - CEM pela Tractebel Energia S.A.. Promovendo junto aos Poderes Públicos competentes a devida extinção da CEM, compreendendo, dentre outras providências, a baixa no CNPJ e das demais inscrições fiscais da Sociedade, promover a alteração dos registros e averbações junto

UH

aos Cartórios de Registro de Imóveis competentes, com relação aos bens imóveis da Sociedade, promover o cancelamento de registro da CEM como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, sem a oferta pública de aquisição de ações, pois a CEM é subsidiária integral da Tractebel Energia S.A., enfim promover junto a quaisquer órgãos ou entidades, sejam públicas ou privadas, em especial as juntas comerciais, todos os atos que se fizerem necessários para a conseqüente incorporação da CEM pela Tractebel Energia S.A. e sua subsequente extinção. O Sr. Presidente informou aos presentes que o acionista Banco Clássico S.A., justificadamente ausente, enviou manifestação de Declaração de Voto, nos seguintes termos: DECLARAÇÃO DE VOTO - BANCO CLÁSSICO S.A., pessoa jurídica de direito privado, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 31.597.552/0001-52, com sede e foro na cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Av. Presidente Vargas, 463 / 13º andar, Centro, representada neste ato, em conformidade com o art. 10 do seu Estatuto Social, por seus Diretores JOSÉ PAIS RANGEL, brasileiro, casado, advogado, carteira de identidade nº 22.191-OAB/RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 239.775.667-68, e JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO, brasileiro, solteiro, banqueiro, carteira de identidade RG nº 1.439.471 SSP/SP, inscrito no CPF sob o nº 245.730.788-00, residentes e domiciliados na cidade do Rio de Janeiro, na condição de acionista minoritário titular de 10%(dez por cento) das ações ordinárias de emissão da Tractebel Energia S.A., pessoa jurídica de direito privado com sede na Rua Antônio Dib Mussi, 366, na cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.474.103/0001-19, em razão de justificada ausência na 21ª Assembléia Geral Extraordinária da Tractebel Energia S.A., que será realizada no dia 28.03.2008, às 9:00hs, na sede da Companhia, considerando que as matérias da Ordem do Dia constantes do Edital de Convocação foram amplamente discutidas em reuniões do Conselho de Administração da Companhia, restando aprovadas pela unanimidade dos Conselheiros presentes, dentre os quais os representantes dos acionistas minoritários: o item 1 na 82ª RCA de 14.08.2007; o item 2 na 86ª RCA de 13.12.2007; o item 3 na 77ª RCA de 10.06.2007, e os itens 4 e 6 na 87ª RCA de 07.03.2008, também e especialmente pela convicção de que (i) a proposta de alteração do Estatuto Social significa melhorar as práticas corporativas da Companhia, permitindo à Diretoria Executiva tomar decisões com maior agilidade; (ii) a operação de incorporação da empresa controlada Companhia Energética Meridional - CEM pela Tractebel Energia S.A. porque reduzirá custos e tornará mais ágil e segura a administração da Companhia; e (iii) a operação de aquisição do controle acionário da empresa Ponte de Pedra Energética S.A. porque significa boa oportunidade de negócio para a Companhia e seus acionistas, na medida em que expande o seu parque gerador de energia elétrica, manifesta a presente DECLARAÇÃO DE VOTO pela aprovação das matérias, pelas razões expostas. Rio de Janeiro, 27 de março de 2008. JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO, Diretor Presidente, e JOSÉ PAIS RANGEL, Diretor Vice-Presidente. Informou também que DYNAMO ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA., representando os acionistas ASCESE FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES, DYNAMO BETON FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES, DYNAMO COUGAR FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES, DYBRA FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES, PUMA INVEST LLC, TNAD FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES, CLASSE A FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES PREVIDENCIÁRIO, SAMAMBAIA IV FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES, FEBRA FUNDO DE INVESTIMENTOS EM AÇÕES, e DYNAMO V.C. ADMINISTRADORA DE RECURSOS LTDA., representando o acionista DYNAMO PUMA II FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES, enviaram declaração de voto nos seguintes termos: DECLARAÇÃO DE VOTO – DYNAMO





ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA., CNPJ 72.116.353/0001-62, inscrição Municipal 01.412.310 e DYNAMO V.C. ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA., CNPJ 03.215.562/0001-40, inscrição Municipal 02.664.089, representados pelos acionistas: Ascese Fundo de Investimento em Ações, CNPJ 07.046.169/0001-21; Dynamo Beton Fundo de Investimento em Ações, CNPJ 08.761.541/0001-44; Dynamo Cougar Fundo de Investimento em Ações, CNPJ 73.232.530/0001-39; Dybra Fundo de Investimento em Ações, CNPJ 08.639.942/0001-26; Puma Invest LLC, CNPJ 06.943.474/0001-53; e TNAD Fundo de Investimento em Ações, CNPJ 07.377.703/0001-82, Classe A Fundo de Investimento em Ações Previdenciário, CNPJ 05.364.399/0001-03; Febra Fundo de Investimentos em Ações, CNPJ 07.251.336/0001-76, e Samambaia IV Fundo de Investimento em Ações, CNPJ 07.190.635/0001-48. em razão de justificada ausência na 21ª Assembléia Geral Extraordinária da Tractebel Energia S.A., que será realizada no dia 28.03.2008, às 9:00hs, na sede da Companhia, considerando que as matérias da Ordem do Dia constantes do Edital de Convocação foram amplamente discutidas em reuniões do Conselho de Administração da Companhia, restando aprovadas pela unanimidade dos Conselheiros presentes, dentre os quais os representantes dos acionistas minoritários: o item 1 na 82ª RCA de 14.08.2007; o item 2 na 86ª RCA de 13.12.2007; o item 3 na 77ª RCA de 10.06.2007, e os itens 4 e 6 na 87ª RCA de 07.03.2008, também e especialmente pela convicção de que (i) a proposta de alteração do Estatuto Social significa melhorar as práticas corporativas da Companhia, permitindo à Diretoria Executiva tomar decisões com maior agilidade; (ii) a operação de incorporação da empresa controlada Companhia Energética Meridional - CEM pela Tractebel Energia S.A. porque reduzirá custos e tornará mais ágil e segura a administração da Companhia; e (iii) a operação de aquisição do controle acionário da empresa Ponte de Pedra Energética S.A. porque significa boa oportunidade de negócio para a Companhia e seus acionistas, na medida em que expande o seu parque gerador de energia elétrica, manifesta a presente DECLARAÇÃO DE VOTO pela aprovação das matérias, pelas razões expostas. Rio de Janeiro, 27 de março de 2008. DYNAMO ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA. e DYNAMO V.C. ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA. **Encerramento:** Colocada a palavra à disposição dos acionistas presentes, como ninguém quisesse dela fazer uso, o Sr. Presidente agradeceu a presença de todos e deu por encerrados os trabalhos da presente Assembléia Geral Extraordinária, solicitando que fosse lavrada a presente Ata que, depois de lida e achada conforme, foi assinada pelo Sr. Presidente e pelos acionistas presentes, representando mais de 2/3 (dois terços) do capital votante da Companhia, e por mim, Secretário, dela extraindo-se as cópias necessárias, destinadas aos fins legais. Florianópolis, 28 de março de 2008. Assinaram a ata os acionistas SUEZ ENERGY SOUTH AMERICA PARTICIPAÇÕES LTDA, PATRICK CHARLES CLEMENT OBYN, JOSÉ MOACIR SCHMIDT, ANTONIO LIBENIR MARTINS, THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD. RE: MTBC400035147, FIDELITY INVESTMENT TRUST LATIN AMERICA FUND, VANGUARD EMERGING MARKETS STOCK INDEX FUND, THE EMERGING MARKETS EQUITY INVESTMENTS PORTFOLIO, VANGUARD FTSE ALL-WORLD EX-US INDEX FUND, A SERIES OF, SCHWAB FUNDAMENTAL EMERGING MARKETS FUND, CENTRAL STATES SOUTHEAST AND SOUTHWEST AREAS, THE TEXAS EDUCATION AGENCY, FIDELITY LATIN AMERICA FUND, SSGA EMERGING MARKETS FUND, FIDELITY ADVISOR SERIES VIII: LATIN AMERICA FUND, RUSSEL INVESTMENT CO EMG MKTS FD, EATON VANCE TAX-MANAGED EMERGING MARKETS FUND, IBM SAVINGS PLAN, STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INVESTMENT FUNDS, RUSSEL INVESTMENT COMPANY



PUBLIC LIMITED COMPANY, JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL EQUITY INDEX TRUST B, JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL EQUITY INDEX TRUST A, CAISSE DE DEPOT ET PLACEMENT DU QUEBEC, JOHN HANCOCK FUNDS II: INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND, THE PUBLIC SCHOOL RETIREMENT SYSTEM OF MISSOURI, THE PUBLIC EDUCATION EMPLOYEE RETIREMENT SYDTEM OF MI, EATON VANCE STRUCTURED EMERGING MARKETS FUND, COLLEGE RETIREMENT EQUITIES FUND, THE STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OHIO, STICHTING PENSIOENFONDS METAAL EN TECHNIEK, THE ROYAL BANK OF SCOTLAND PLC AS, THE ROYAL BK OF SCOTLAND AND PLC, EMERGING MARKETS CORE EQUITY PORTFOLIO OF DFA IN, WILMINGTON MULTI-MANAGER INTERNATIONAL FUND, EMERGING MARKETS SOCIAL CORE PORTFOLIO OF DFA INVÉ, BALENTINE INTERNATIONAL EQUITY FUND SELECT, L.P., FUTURE FUND BOARD OF GUARDIANS, ISHARES MSCI BRAZIL (FREE) INDEX F, BARCLAYS GLOBAL INVESTORS N.A., EMERGING MARKETS SUDAN FREE EQUITY, ISHARES MSCI BRIC INDEX FUND, FIDELITY FUNDS - LATIN AMERICA FUND, STATE OF CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEE, SCHRODER BRICS EQITY MOTHER FUND, OPPENHEIMER ABSOLUTE RETURN FUND, NORGES BANK, VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC, THE WELLCOME TRUST LIMITED e FRIST STATE GLOBAL EMERGING MARKETS LEADERS FUND. Também assinaram a ata os Senhores PAULO DE RESENDE SALGADO, membro do Conselho Fiscal da Companhia; LUÍS GUSTAVO BUDZIAK, representante do BDO Trevisan Auditores Independentes, empresa responsável pela avaliação da Ponte de Pedra Energética S.A., em atenção ao disposto no §1º do artigo 256 c/c o §1º do artigo 8º ambos da Lei n.º 6.404/76; e MANOEL ARLINDO ZARONI TORRES e MARC VERSTRAETE, respectivamente Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

Declaro, na qualidade de Secretário da Vigésima Primeira Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, que o texto acima é transcrição da ata que consta do Livro de Atas das Assembléias Gerais da Tractebel Energia S.A., às fls. 0213 a 0231. Florianópolis/SC, 07 de abril de 2008.


José Moacir Schmidt
Secretário

 JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CERTIFICO O REGISTRO EM: 26/05/2008 SOB Nº: 20081142056
Protocolo: 08/114205-6, DE 22/04/2008
Empresa: 42 3 0002438 4
TRACTEBEL ENERGIA S.A.


MONIQUE OLINGER PHILIPPI
SECRETÁRIA GERAL

-
- Modelo Padrão de Escritura de Emissão

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Escritura Particular da [•]^a Emissão de Debêntures da Tractebel Energia S.A.

Por este instrumento particular, de um lado,

- (a) TRACTEBEL ENERGIA S.A., companhia aberta com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antonio Dib Mussi, nº 366, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103.0001-19, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social (“Emissora”), e
- (b) [•], com sede na Cidade de [•], Estado de [•], na [•], inscrita no CNPJ/MF sob o n.º [•], neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, como agente fiduciário, nomeado nesta Escritura de Emissão (conforme definido abaixo) e nela interveniente (“Agente Fiduciário”), representando a comunhão dos adquirentes das debêntures da [•] emissão de debêntures da Emissora (“Debenturistas”), sendo a Emissora e o Agente Fiduciário doravante denominados “Partes”;

vêm por esta e na melhor forma de direito celebrar a presente “Escritura Particular da [•]^a Emissão de Debêntures [tipo] [espécie] *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*, da Tractebel Energia S.A.” (respectivamente, “Escritura de Emissão”, “Emissão” ou “Oferta” e “Debêntures”), que se regerá pelos termos e condições abaixo dispostos.

1. Autorização

1.1. Esta Escritura de Emissão é celebrada de acordo com a Reunião do Conselho de Administração da Emissora, realizada em [•] de [•] de [•], bem como com uma Reunião do Conselho de Administração a ser realizada posteriormente, para fins de aprovação da taxa final mencionada no item 4.3.3 (individualmente, “RCA” ou, em conjunto, “RCAs”).

1.1.2. A Emissão será realizada no âmbito do primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures da Emissora (“Programa de Distribuição”), o qual tem prazo de duração de 2 (dois) anos contados da data do seu arquivamento na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e valor de até R\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais). O Programa de Distribuição será arquivado na CVM nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 (“Instrução CVM 400/03”).

2. Requisitos

2.1. Registro na Comissão de Valores Mobiliários, ANBID e Outros.

2.1.1. A oferta pública das Debêntures será registrada (i) na CVM, na forma prevista na Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976, na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, devidamente consolidada (“Lei das Sociedades por Ações”), na Instrução CVM 400/03 e demais disposições legais e regulamentares pertinentes, e (ii) na Associação Nacional dos Bancos de Investimento – ANBID (“ANBID”), no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da data da concessão do respectivo registro pela CVM, nos termos do Artigo 21 do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, de 22 de setembro de 2005 (“Código ANBID”).

[2.1.2. As Debêntures serão admitidas à negociação (i) na CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação (“CETIP”), por meio do Sistema de Distribuição de Títulos e do Sistema Nacional de Debêntures (“SND”) administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro - ANDIMA (“ANDIMA”) e operacionalizado pela CETIP, sendo que a liquidação financeira da negociação e da distribuição das Debêntures, bem como sua custódia, serão processadas na CETIP; e (ii) para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário no Sistema Bovespa Fix (“BOVESPAFIX”), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo (“Bovespa”), sendo a integralização das Debêntures liquidada na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (“CBLC”), assim como os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.]

2.2. Arquivamento e Publicação das Atas das RCAs

2.2.1. A ata da RCA que aprovou a Emissão será devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina (“JUCESC”) e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais “Diário Catarinense” e “Valor Econômico”, edição nacional, nos termos do inciso I, do artigo 62, da Lei das Sociedades por Ações.

2.2.2. A ata da RCA que aprovará a taxa final será devidamente arquivada na JUCESC e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina, bem como nos jornais [•], nos termos do inciso I, do artigo 62, da Lei das Sociedades por Ações.

2.3. Inscrição da Escritura de Emissão

2.3.1. Esta Escritura de Emissão e eventuais aditamentos serão inscritos na JUCESC, de acordo com o disposto no inciso II, do artigo 62, da Lei das Sociedades por Ações.

3. Das Características da Emissão

As Debêntures desta Emissão terão as seguintes características e condições:

3.1. Valor Total e Número da Emissão

O valor total da Emissão é de R\$ [•] ([•] reais), na Data de Emissão, conforme definida no item 3.8 abaixo, observado que tal montante pode ser aumentado em virtude do exercício da Opção de Debêntures Adicionais e da Opção de Debêntures do Lote Suplementar, conforme definidas nos itens 3.3.1 e 3.3.2 desta Escritura de Emissão. A Emissão é a [•] emissão de debêntures da Emissora. *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.2. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures será de R\$ [•] ([•] reais) na Data de Emissão (“Valor Nominal Unitário”).

3.3. Quantidade de Debêntures e Número de Séries

Serão emitidas [•] Debêntures. A Emissão será realizada em [•] séries, sendo que o número de Debêntures a ser alocado em cada série será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures conforme apurado em procedimento de *bookbuilding* (“Procedimento de Bookbuilding”).

3.3.1. [A quantidade de Debêntures poderá ser aumentada, exclusivamente na data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, a critério da Emissora, em até [•] com relação à quantidade originalmente oferecida (“Debêntures Adicionais”), nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400/03 (“Opção de Debêntures Adicionais”). *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.3.2. [A Emissora concederá aos Coordenadores uma opção para distribuição de um lote adicional de até 15% (quinze por cento) com relação à quantidade de debêntures originalmente oferecida (“Debêntures do Lote Suplementar”), a ser exercida pelos Coordenadores, após consulta e concordância prévia da Emissora, na data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, exclusivamente para atender a excesso de demanda que vier a ser constatado pelos Coordenadores no Procedimento de *Bookbuilding* para apuração de taxa final, nas mesmas condições e preço das Debêntures inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400/03 (“Opção de Lote Suplementar”). *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.3.3. A Emissora obriga-se a tomar todas as medidas necessárias para a emissão de Debêntures Adicionais e Debêntures do Lote Suplementar, caso as respectivas opções sejam exercidas.

3.4. Forma

As Debêntures terão a forma escritural, nominativa, sem a emissão de certificados representativos de debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da conta de depósito emitido pelo Banco Mandatário e Escriturador (conforme definido abaixo). Adicionalmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures o “Relatório de Posição de Ativos”, expedido pelo SND, acompanhado de extrato em nome do Debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia das Debêntures quando depositadas no SND. Para as Debêntures depositadas na CBLC, será emitido, pela CBLC, extrato de custódia, em nome do Debenturista, que será igualmente reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures.

3.5. Conversibilidade

As Debêntures não serão conversíveis em ações.

3.6. Espécie

As Debêntures são da espécie [•].

3.7. Limite de Emissão

A Emissão atende aos limites previstos no *caput* do artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, uma vez que o capital social integralizado da Emissora nesta data é de R\$ [•] ([•] reais).

3.8. Data de Emissão

Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será [•] (“Data de Emissão”).

3.9. Local de Pagamento

Observado o previsto no item 3.12 desta Escritura de Emissão, os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Emissora no dia de seu respectivo vencimento por intermédio [da CETIP e da CBLC, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na CBLC, ou por meio do Banco Mandatário e Escriturador das Debêntures para os titulares das Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à Bovespa Fix e ao SND]. *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.9.1. Imunidade dos Debenturistas

Caso qualquer titular de Debênture goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e Escriturador, no prazo mínimo de [•] dias antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

3.10. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogados até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da presente Escritura de Emissão, quando a data de tais pagamentos coincidir com dia em que não haja expediente comercial ou bancário na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados através da CETIP ou CBLC, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com sábado, domingo ou feriado nacional.

3.11. Encargos Moratórios

Ocorrendo atraso imputável à Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso, independente de qualquer aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, ficarão sujeitos à multa moratória de 2% (dois por cento) e juros de mora *pro rata temporis* de 1% (um por cento) ao mês, ambos incidentes sobre os valores em atraso devidamente acrescidos do Rendimento das Debêntures (conforme definido no item 4.4. desta Escritura de Emissão) desde a data de inadimplemento até a data do seu efetivo pagamento.

3.12. Mora do Debenturista

Sem prejuízo do disposto no item 3.11., o não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas nesta Escritura de Emissão, ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, assegurados, todavia, os direitos adquiridos até a data do seu respectivo vencimento.

3.13. Publicidade

Todos os atos e decisões que vierem, de qualquer forma, a envolver os interesses dos Debenturistas serão obrigatoriamente comunicados, na forma de avisos, nos jornais [•].

3.14. Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados a [•], conforme descrito no Suplemento Definitivo de Emissão ("Suplemento Definitivo").

3.15. Indisponibilidade ou Extinção das Taxas de Rendimento

3.15.1. No caso de extinção, indisponibilidade temporária ou ausência de apuração de quaisquer das taxas de rendimento conforme definido abaixo ("Taxa de Rendimento" ou em conjunto, "Taxas de Rendimento") por mais de [•] dias úteis após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou, ainda, no caso de sua extinção ou impossibilidade de sua aplicação por imposição legal ou determinação judicial, o Agente Fiduciário deverá convocar a Assembléia Geral de Debenturistas ("AGD"), no prazo máximo de [•] dias após o término do acima referido prazo de [•] dias, para definir, de comum acordo com a Emissora, observada a regulamentação aplicável, o novo parâmetro a ser aplicado ("Taxa Substitutiva"). Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Escritura, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa de Rendimento até a data da deliberação da AGD.

3.15.2. Caso a Taxa de Rendimento venha a ser divulgada antes da realização da AGD, a referida AGD não será mais realizada, e a Taxa de Rendimento, a partir de sua divulgação, passará novamente a ser utilizada para o cálculo dos juros remuneratórios das Debêntures.

3.15.3. Caso não haja acordo na AGD sobre a Taxa Substitutiva entre a Emissora e Debenturistas representando, no mínimo, [•] do total das Debêntures em Circulação, a Emissora optará, a seu exclusivo critério, por umas das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a Emissora a comunicar por escrito ao Agente Fiduciário, no prazo de [•] dias corridos contados a partir da data da realização da respectiva AGD, qual a alternativa escolhida:

- (i) a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, com seu consequente cancelamento, no prazo de [•] dias corridos contados da data da realização da

respectiva AGD ou na Data de Vencimento, o que ocorrer primeiro, pelo Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do rendimento respectivo das Debêntures devido até a data do efetivo resgate, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última data de pagamento de rendimento, conforme o caso. A Taxa de Rendimento a ser utilizado para cálculo do rendimento das Debêntures nesta situação será a última Taxa de Rendimento disponível, conforme o caso; ou

- (ii) a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, com seu consequente cancelamento, em cronograma a ser estipulado pela Emissora, o qual não excederá a Data de Vencimento. Nesta alternativa, caso a Emissora pretenda realizar o resgate das Debêntures em mais de uma data, o resgate deverá ser realizado mediante sorteio, nos termos do parágrafo 1º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. Durante o cronograma estipulado pela Emissora para resgate das Debêntures e até o resgate integral das Debêntures será utilizada outra remuneração, que será definida pelos debenturistas e apresentada à Emissora na AGD a que se refere este item. Caso a Emissora opte por esta alternativa, aqueles titulares de Debêntures que não concordarem com o cronograma proposta pela Emissora terão a faculdade de vender as suas Debêntures, e a Emissora terá a obrigação de adquirir tais Debêntures.

[3.15.4. O disposto neste item 3.15 só se aplicará às Debêntures da respectiva série cuja Taxa de Rendimento se tornar indisponível ou extinta, não afetando as Debêntures das demais séries.] *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.16. Aquisição Facultativa

3.16.1. A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures de quaisquer das séries em circulação, por preço não superior ao Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do rendimento, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da data de pagamento do Rendimento imediatamente anterior, conforme o caso, até a data da efetiva aquisição, observado o disposto no parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações.

3.17. As Debêntures objeto desse procedimento poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora ou ser colocadas no mercado.

3.18. Repactuação

[•]

3.19. Resgate Antecipado Facultativo

[•]

3.20. Colocação e Procedimento de Distribuição

MODELO

3.20.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública (“Oferta”), sob regime de [•] para a totalidade das Debêntures, com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que as instituições intermediárias da Emissão, com expressa e prévia anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos de investimento, fundos de pensão, administradores de recursos de terceiros, instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização e outros investidores considerados institucionais ou qualificados, levando em conta o perfil de risco dos seus clientes e a adequação às Debêntures, assegurando também que o tratamento conferido seja justo e equitativo. A Oferta será efetivada de acordo com o resultado do Procedimento de *Bookbuilding* (conforme definido abaixo).

3.20.2 Será adotado o Procedimento de *Bookbuilding*, organizado pela instituição líder da Oferta (“Coordenador Líder”), por meio da coleta de intenções de investimento, nos termos dos parágrafos 1º e 2º do artigo 23 e do artigo 44 da Instrução CVM nº 400/03, sem recebimento de reservas, sem lotes mínimos ou máximos, para (em conjunto, “Procedimento de Bookbuilding”):

- I. a definição da quantidade de Debêntures; e
- II. a definição da Remuneração das Debêntures.

O resultado do Procedimento de *Bookbuilding* será ratificado pelo Conselho de Administração da Emissora e será divulgado nos termos do parágrafo 2º do artigo 23 da Instrução CVM nº 400/03).

3.20.3. A distribuição pública das Debêntures somente terá início após a concessão do registro da Emissão pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização para os investidores do prospecto definitivo (“Prospecto”) e do suplemento definitivo do Programa de Debêntures e do suplemento definitivo da Emissão (em conjunto os “Suplementos”), nos termos da Instrução CVM nº 400/03.

3.21. Banco Mandatário e Escriturador

O será o [•] banco mandatário e escriturador da Emissora perante as entidades administradoras de mercado secundário para negociação das Debêntures e também a instituição responsável pela escrituração das Debêntures (“Banco Mandatário e Escriturador”).

3.22. Forma de Subscrição e Prazo de Integralização

3.22.1 As Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido do rendimento, sendo o rendimento calculado *pro rata temporis* desde a Data de Emissão, inclusive, até a data da efetiva integralização, exclusive.

3.22.2 As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional, segundo os critérios de liquidação financeira da CETIP e/ou CBLC.

3.23. Fundo de Manutenção de Liquidez e Estabilização

Não será constituído fundo de manutenção de liquidez ou firmado contrato de garantia de liquidez ou estabilização de preço para as Debêntures.

4. Características das Debêntures

4.1. Quantidade

O número de Debêntures será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures nos diferentes índices de remuneração, conforme apurado pelo Procedimento de *Bookbuilding*.

4.2. Prazo e Data de Vencimento

O prazo de vencimento das Debêntures será de [•] anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em [•].

4.4. Rendimento

A partir da Data de Emissão, as Debêntures farão jus ao seguinte rendimento: [•]

4.4.1. Atualização

As Debêntures terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado pelo [•].

4.4.3. Remuneração

As Debêntures renderão juros correspondentes a [•].

5. Do Vencimento Antecipado

5.1. Observadas as disposições dos itens 5.2 e 5.4 abaixo, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido do Rendimento, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última data de pagamento de rendimento das Debêntures, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, na ocorrência das seguintes hipóteses:

- (a) pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Emissora;

MODELO

- (b) falta de pagamento, pela Emissora, de quaisquer valores devidos aos titulares de Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanada em [•] dias corridos contados da respectiva data de vencimento;
- (c) liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;
- (d) não cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada no prazo de [•] dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- (e) protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R\$ [•] ([•] reais), por cujo pagamento a Emissora seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos;
- (f) vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R\$ [•] ([•] reais),
- (g) inadimplemento, em sua respectiva data de vencimento ou após decorrido qualquer prazo de cura ali previsto, no pagamento de qualquer dívida da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R\$ [•] ([•] reais),
- (h) cisão, fusão ou ainda, incorporação da Emissora por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedade por Ações, (a) tal alteração societária for aprovada por titulares de Debêntures representando a maioria das Debêntures em circulação ou (b) se for garantido o direito de resgate aos titulares de Debêntures que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação;
- (i) caso o controle acionário da Emissora, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser (a) da Suez S.A, sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França, ou (b) de outra sociedade que venha a sucedê-la a qualquer título no âmbito de processo de fusão ou reestruturação societária entre a Suez S.A. e outras empresas atuantes no mercado de atuação da Suez S.A., desde que tal processo de fusão ou reestruturação societária não acarrete no rebaixamento do *rating* atribuído às Debêntures à época;
- (j) no caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, [•]% ([•] por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;
- (k) intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;

- (l) transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos do artigo 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- (m) redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos titulares de Debêntures em AGD, nos termos do parágrafo terceiro, do artigo 174, da Lei das Sociedades por Ações;
- (n) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, se a Emissora estiver em mora com as suas obrigações pecuniárias referidas nesta Escritura de Emissão;
- (o) não observância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros (“Índices e Limites Financeiros”):

[•]

5.1.2 Apuração dos Índices e Limites Financeiros:

O Agente Fiduciário será o responsável por calcular e controlar os Índices e Limites Financeiros até o [•] dia útil imediatamente seguinte à publicação, pela Emissora, dos demonstrativos financeiros referentes aos trimestres encerrados nos meses de março, junho, setembro e dezembro de cada ano.

5.1.3 No caso da ocorrência do evento indicado na Cláusula 5.1(i) acima, a agência de classificação de risco deverá ser convocada pela Emissora em até [•] dias corridos, contados da data em que ocorrer o evento indicado na Cláusula 6.1(i) para realizar a atualização do rating da Emissão, sob pena de, (i) em não sendo feita a referida convocação; ou (ii) não sendo divulgado o rating atualizado no prazo de 30 (trinta) dias da convocação por ato ou fato imputável à Emissora, o Agente Fiduciário observar os procedimentos descritos no item 6.2 abaixo. A agência de classificação a ser convocada será a Standard & Poor’s ou Fitch. Caso as Agências de *rating* cessem suas atividades no Brasil ou, por qualquer motivo, esteja ou seja impedida de emitir o *rating*, a Emissora poderá (i) solicitar atribuição de *rating* à Moody’s; ou (ii) convocar Assembleia Geral de Debenturistas para definir a nova agência de classificação de risco para emitir o rating para a finalidade do vencimento antecipado.

5.1.3. Para os fins de que trata essa Escritura de Emissão, “Data de Vencimento Antecipado” será qualquer uma das seguintes datas: (i) na hipótese dos eventos previstos nas alíneas (a), (b) e (c) do item 5.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que ocorrer quaisquer dos eventos ali referidos, quando o vencimento antecipado das Debêntures será declarado automaticamente pelo Agente Fiduciário; e (ii) ocorrendo os demais eventos previstos nas alíneas do item 5.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a AGD de que trata o item 5.2 abaixo, sendo que o Agente Fiduciário deverá comunicar à Emissora do eventual vencimento antecipado das Debêntures no prazo máximo de [•] dias úteis, nos termos da Cláusula Onze abaixo.

MODELO

5.2 Na ocorrência de quaisquer dos eventos previstos no item 5.1 acima, com exceção dos eventos previstos nas suas alíneas (a), (b) e (c) acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, em até 3 (três) dias úteis contados da data em que for constatada ocorrência do referido evento ou do fim do período de cura, conforme o caso, AGD, para deliberar sobre a eventual declaração do vencimento antecipado das Debêntures.

5.3 Após a realização da AGD mencionada no item 5.2 acima, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures, a menos que titulares de Debêntures que representem pelo menos [•] das Debêntures em circulação optem por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, hipótese na qual não haverá vencimento antecipado das Debêntures.

5.4 Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures pelo Agente Fiduciário, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido do rendimento, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da data de pagamento de rendimento imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até [•] dias úteis contados da comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora, nos termos da Cláusula Onze desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 3.11 acima.

5.4.1. As Debêntures objeto do procedimento descrito no item 5.4 serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

6. Das Obrigações da Emissora

6.1. A Emissora está adicionalmente obrigada a:

(a) fornecer ao Agente Fiduciário:

- (i) no prazo de até [•] dias úteis a partir da data do recebimento da respectiva solicitação, qualquer informação que seja solicitada para a defesa dos interesses dos Debenturistas, observada a legislação aplicável e ressalvadas as informações de natureza estratégica e/ou confidencial para a Emissora;
- (ii) dentro de no máximo [•] dias após o término de cada exercício social, ou dentro no máximo de [•] dias após o término de cada trimestre social, ou nas datas de suas divulgações, o que ocorrer primeiro, cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício ou cópia de suas informações trimestrais relativas ao respectivo trimestre, ambas acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, acompanhado de relatório demonstrando a apuração dos Índices e Limites Financeiros previstos no item 5.1(n) acima, explicitando as rubricas necessárias à sua apuração e de declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento das disposições constantes na Escritura de Emissão;

- (iii) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pelas normas da CVM, nos prazos previstos;
 - (iv) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial ou extrajudicial recebida pela Emissora relacionada a um Evento de Inadimplemento, imediatamente após o seu recebimento; e
 - (v) dentro de 10 (dez) dias úteis, qualquer informação que, razoavelmente, lhe venha a ser solicitada pelo Agente Fiduciário, a fim de que este possa cumprir as suas obrigações nos termos desta Escritura de Emissão e da Instrução CVM n.º 28 de 23 de novembro de 1983 (“Instrução CVM 28/83”);
 - (vi) avisos aos titulares de Debêntures, fatos relevantes, assim como atas de assembleias gerais e reuniões do conselho de administração que de alguma forma envolvam o interesse dos titulares de Debêntures, a exclusivo critério da Emissora, nos mesmos prazos previstos na Instrução CVM n.º 358/02 ou, se ali não previstos, no prazo de [•] dias úteis contados da data em que forem (ou deversem ter sido) publicados ou, se não forem publicados, da data em que forem realizados;
 - (vii) informações sobre qualquer descumprimento não sanado, de natureza pecuniária ou não, de quaisquer cláusulas, termos ou condições desta Escritura de Emissão, no prazo de até [•] dias úteis, contados da data do descumprimento, sem prejuízo do disposto na letra (f) abaixo;
 - (viii) dentro de, no máximo, [•] dias corridos após o término de cada exercício social, ou em [•] dias corridos após sua divulgação, cópia do relatório de reavaliação anual da agência classificadora de risco da Emissão;
 - (ix) todos os demais documentos e informações que a Emissora, nos termos e condições previstos nesta Escritura de Emissão, se comprometeu a enviar ao Agente Fiduciário;
- (b) submeter, na forma da lei, suas contas e balanços a exame por empresa de auditoria independente registrada na CVM;
 - (c) manter sempre atualizado o seu registro de companhia aberta na CVM, nos termos da Instrução CVM nº. 202/93, e disponibilizar aos seus acionistas e aos titulares de Debêntures as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 da Lei das Sociedades por Ações;
 - (d) manter, em adequado funcionamento, um órgão para atender, de forma eficiente, os titulares de Debêntures ou contratar instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço;

MODELO

- (e) convocar, nos termos da Cláusula Sétima, AGD para deliberar sobre qualquer das matérias que se relacione com a Emissão, caso o Agente Fiduciário não o faça;
- (f) informar o Agente Fiduciário imediatamente sobre a ocorrência de qualquer evento previsto no item 6.1 desta Escritura de Emissão;
- (g) cumprir todas as determinações emanadas da CVM, inclusive mediante envio de documentos, prestando, ainda, as informações que lhe forem solicitadas;
- (h) não realizar operações fora do seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;
- (i) notificar imediatamente o Agente Fiduciário sobre qualquer alteração substancial nas condições financeiras, econômicas, comerciais, operacionais, regulatórias ou societárias ou nos negócios da Emissora que (i) impossibilite ou dificulte de forma relevante o cumprimento, pela Emissora, de suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão e das Debêntures ou (ii) faça com que as demonstrações ou informações financeiras fornecidas pela Emissora à CVM não mais reflitam a real condição econômica e financeira da Emissora;
- (j) exceto se de outra forma previsto no Prospecto e nos Suplementos, manter seus bens e ativos devidamente seguros, conforme práticas correntes de mercado;
- (k) não praticar qualquer ato em desacordo com o estatuto social e com esta Escritura de Emissão, em especial os que efetivamente comprometam o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas perante os titulares das Debêntures;
- (l) cumprir, em todos os aspectos relevantes, todas as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis em qualquer jurisdição na qual realize negócios ou possua ativos;
- (m) manter contratado durante o prazo de vigência das Debêntures, às suas expensas, o Banco Mandatário e Escriturador, o Agente Fiduciário e sistema de negociação no mercado secundário no SND e no BOVESPAFIX;
- (n) efetuar o pagamento de todas as despesas razoáveis e devidamente comprovadas pelo Agente Fiduciário que venham a ser incorridas para proteger os direitos e interesses dos titulares de Debêntures ou para realizar seus créditos, inclusive honorários advocatícios razoáveis e outras despesas e custos razoáveis incorridos em virtude da cobrança de qualquer quantia devida aos titulares de Debêntures nos termos desta Escritura de Emissão. O ressarcimento a que se refere este item será efetuado em até [•] dias úteis após a realização da respectiva prestação de contas à Emissora;

- (o) manter válidas e regulares, durante o prazo de vigência das Debêntures e desde que haja Debêntures em circulação, as declarações e garantias apresentadas nesta Escritura de Emissão, no que for aplicável;
- (p) contratar e manter contratada, durante todo o prazo de vigência das Debêntures, agência classificadora de risco que seja a [•] ou qualquer agência internacional de rating que as substitua caso estas venham a deixar de existir, para obtenção de “rating”, para (i) manter atualizado o relatório de classificação de risco das Debêntures, com periodicidade mínima de 1 (um) ano, até o vencimento das Debêntures, além de fazer com que tal agência classificadora de risco dê ampla divulgação de tal classificação de risco ao mercado; (ii) assegurar que seja entregue ao Agente Fiduciário os relatórios de classificação de risco, no prazo de 3 (três) dias úteis contados da data de disponibilização dos referidos relatórios; e (iii) comunicar em até 3 (três) dias úteis ao Agente Fiduciário qualquer alteração da classificação de risco das Debêntures.

6.2. As despesas a que se refere o item 6.1.(n). acima compreenderão, entre outras, as seguintes despesas, desde que razoáveis e devidamente documentadas:

- (a) publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta Escritura de Emissão, e outras que vierem a ser exigidas pela regulamentação aplicável;
- (b) extração de certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas da Fazenda Pública, Cartórios de Protesto, Juntas de Conciliação e Julgamento, das Varas da Justiça Federal e da Procuradoria da Fazenda do foro da sede da Emissora;
- (c) despesas de viagem, quando estas sejam necessárias ao desempenho das funções do Agente Fiduciário, sendo que os valores relativos a essas despesas estarão limitados àqueles usualmente incorridos pela Emissora em relação aos seus próprios empregados, para suas viagens e hospedagem; e.
- (d) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser necessários, desde que razoáveis, na hipótese de ocorrerem omissões e/ou obscuridades fundamentadas nas informações pertinentes aos estritos interesses dos titulares de Debêntures.

6.2.1. O crédito do Agente Fiduciário, por despesas incorridas para proteger direitos e interesses ou realizar créditos dos titulares de Debêntures, que não tenha sido saldado na forma do item 6.1.(n) desta Cláusula Sétima, será acrescido à dívida da Emissora, preferindo às Debêntures na ordem de pagamento.

6.2.2. Todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos titulares de Debêntures deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos titulares de Debêntures e, posteriormente conforme previsto em lei, ressarcidas pela Emissora. Tais despesas a serem adiantadas pelos titulares de Debêntures incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos,

MODELO

custas e taxas judiciárias nas ações propostas pelo Agente Fiduciário, enquanto representante dos titulares de Debêntures. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos titulares de Debêntures, bem como a remuneração do Agente Fiduciário na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento desta por um período superior a 30 (trinta) dias corridos, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia dos titulares de Debêntures para cobertura do risco de sucumbência.

7. Do Agente Fiduciário

7.1. A Emissora nomeia e constitui agente fiduciário da Emissão, a [•], acima qualificada, que, por meio deste ato, aceita a nomeação para, nos termos da lei e da presente Escritura de Emissão, representar perante ela, Emissora, os interesses da comunhão dos titulares de Debêntures.

7.2. O Agente Fiduciário, nomeado na presente Escritura de Emissão, declara sob as penas da lei, que:

- (a) aceita a função para a qual foi nomeado, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstas na legislação específica e nesta Escritura de Emissão;
- (b) conhece e aceita integralmente esta Escritura de Emissão, todas suas cláusulas e condições;
- (c) está devidamente autorizado a celebrar esta Escritura de Emissão e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;
- (d) a celebração desta Escritura de Emissão e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário;
- (e) não tem qualquer impedimento legal, conforme parágrafo terceiro do artigo 66, da Lei das Sociedades por Ações, para exercer a função que lhe é conferida;
- (f) não se encontra em nenhuma das situações de conflito de interesse previstas no artigo 10 da Instrução CVM n.º 28/1983;
- (g) não tem qualquer ligação com a Emissora que o impeça de exercer suas funções;
- (h) está ciente das disposições da Circular do Banco Central do Brasil n.º 1.832, de 31 de outubro de 1990;
- (i) verificou a veracidade das informações contidas nesta Escritura de Emissão;

- (j) [verificou a observância, pela companhia emissora, dos limites de emissão prescritos no artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, em função da garantia real oferecida; e]
- (k) [verificou a regularidade da constituição das garantias reais, flutuantes e fidejussórias, bem como valor dos bens dados em garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exeqüibilidade.]

7.3. O Agente Fiduciário exercerá suas funções a partir da data de assinatura desta Escritura de Emissão, devendo permanecer no exercício de suas funções até a Data de Vencimento das Debêntures ou até sua efetiva substituição.

7.4. Será devida pela Emissora ao Agente Fiduciário, a título de honorários pelos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis e desta Escritura de Emissão, remuneração anual no montante de R\$[•] ([•] mil reais), a ser paga pela Emissora em parcelas [periodicidade] de R\$[•] ([•] mil reais), sendo a primeira parcela devida no [•] dia útil após a obtenção do registro da oferta pública pela CVM e as demais parcelas sempre no mesmo dia do primeiro pagamento, nos trimestres subsequentes, até que as Debêntures sejam liquidadas.

7.4.1. A remuneração prevista acima será devida mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o Agente Fiduciário ainda esteja atuando na cobrança de débitos da Emissora não sanados, nos termos desta Escritura de Emissão.

7.4.2. A remuneração do Agente Fiduciário será atualizada anualmente desde a Data de Emissão pela variação do [•], acumulado no respectivo período ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo.

7.4.3. A remuneração do Agente Fiduciário não inclui as despesas que o mesmo tenha, comprovadamente incorrido, para proteger os direitos e interesses dos investidores, tais como publicações, transporte, alimentação, viagens e estadias necessárias ao exercício da função de agente fiduciário, durante ou após a implantação do serviço, a serem cobertas pela Emissora, mediante pagamento das respectivas faturas emitidas diretamente em seu nome, ou reembolso, após prévia aprovação pela Emissora e desde que as referidas despesas sejam razoáveis e devidamente comprovadas. Não estão incluídas igualmente na remuneração do Agente Fiduciário despesas com especialistas, caso sejam necessários, tais como auditoria e/ou fiscalização, entre outros, ou assessoria legal aos Debenturistas.

7.4.4. Em caso de inadimplência da Emissora, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos titulares de Debêntures deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos titulares de Debêntures, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela Emissora, e desde que as referidas despesas sejam razoáveis e devidamente comprovadas. Tais despesas a serem adiantadas pelos titulares de Debêntures incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciais nas ações propostas pelo Agente Fiduciário ou

MODELO

decorrentes de ações contra ele propostas no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos titulares de Debêntures. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos titulares de Debêntures, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a [•].

[7.4.5. A remuneração do Agente Fiduciário será acrescida dos seguintes impostos: impostos sobre serviços de qualquer natureza (ISS ou outros), PIS (Contribuição ao Programa de integração social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido), e quaisquer outros impostos que venham a incidir sobre a remuneração do Agente Fiduciário, excetuando-se o Imposto de Renda nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento.]

7.5. Além de outros previstos em lei, em ato normativo da CVM ou nesta Escritura de Emissão, constituem deveres e atribuições do Agente Fiduciário:

- (a) proteger os direitos e interesses dos titulares de Debêntures, empregando, no exercício da função, o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração dos seus próprios bens;
- (b) renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;
- (c) conservar em boa guarda, toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;
- (d) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta Escritura de Emissão, diligenciando para que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;
- (e) promover, caso a Emissora não o faça, o registro desta Escritura de Emissão e respectivos aditamentos na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina, hipótese em que a Emissora deverá fornecer as informações e documentos necessários ao referido registro;
- (f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os titulares de Debêntures acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;
- (g) solicitar, quando julgar necessário ao fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas da Fazenda Pública, Cartórios de Protesto, Juntas de Conciliação e Julgamento, das Varas da Justiça Federal e da Procuradoria da Fazenda Pública do Foro da sede da Emissora;

- (h) solicitar, quando comprovadamente necessário, auditoria extraordinária na Emissora;
- (i) convocar, quando necessário, a AGD, mediante anúncio publicado, pelo menos três vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações;
- (j) assegurar que a Emissora manterá atualizado o relatório de classificação de risco das Debêntures, nos termos do item 7.1(p) deste Contrato, acima, bem como encaminhar à [ANBID] o relatório resultante de tal atualização no prazo de 15 (quinze) dias;
- (k) comparecer à AGD a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;
- (l) elaborar relatórios destinados aos titulares de Debêntures, nos termos da alínea (b) do parágrafo 1º do artigo 68 da Lei das Sociedades por Ações, relativos aos exercícios sociais da Emissora, os quais deverão conter, ao menos, as seguintes informações:
 - i. eventual omissão ou incorreção de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela Emissora ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatoria prestação de informações pela Emissora;
 - ii. alterações estatutárias ocorridas no período;
 - iii. comentários sobre as demonstrações financeiras da Emissora, enfocando os indicadores econômicos, financeiros e da estrutura de seu capital;
 - iv. posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;
 - v. cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura de Emissão;
 - vi. declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de agente fiduciário da Emissão;
 - vii. pagamento de rendimento realizados no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela Emissora;
 - viii. acompanhamento da destinação dos recursos captados por meio da emissão das Debêntures, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da Emissora; e
 - ix. relação dos bens e valores entregues à sua administração.
- (m) disponibilizar o relatório a que se refere o inciso anterior aos titulares de Debêntures até o dia 30 de abril de cada ano. O relatório deverá estar disponível ao menos nos seguintes locais:
 - i. na sede da Emissora;

MODELO

- ii. na sede do Agente Fiduciário;
 - iii. na CVM;
 - iv. na BOVESPA e na CETIP; e
 - v. na sede da instituição financeira líder responsável pela coordenação da colocação da Oferta das Debêntures.
- (n) publicar, às expensas da Emissora, nos órgãos de imprensa em que a Emissora deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos titulares de Debêntures que o relatório se encontra à disposição nos locais indicados no item anterior;
 - (o) manter atualizada a relação dos titulares de Debêntures e seus endereços, mediante, inclusive, solicitação de informações junto à Emissora, ao Banco Mandatário e Escriturador, à BOVESPA e à CETIP;
 - (p) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura de Emissão e todas aquelas impositivas de obrigações de fazer e não fazer;
 - (q) notificar os titulares de Debêntures, se possível individualmente, no prazo máximo de 5 (cinco) dias corridos da ocorrência do evento, a respeito de qualquer inadimplemento pela Emissora de obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores informações. Comunicação de igual teor deverá ser enviada à CVM, à BOVESPA e à CETIP;
 - (r) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes de eventuais propostas de modificações nas condições das Debêntures; e
 - (s) acompanhar, calcular e apurar, trimestralmente, os Índices e Limites Financeiros, conforme previsto nesta Escritura de Emissão.

7.6. Sem prejuízo do disposto no item 5.1 acima, o Agente Fiduciário usará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a Emissora para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos titulares de Debêntures na realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da Emissora:

- (a) declarar antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios, observadas as condições da presente Escritura de Emissão;
- (b) tomar todas as providências necessárias para a realização dos créditos dos titulares de Debêntures; e

(c) representar os titulares de Debêntures em processo de falência, concordata preventiva, recuperação judicial ou extrajudicial da Emissora.

7.7. Nas hipóteses de ausência ou impedimentos temporários, renúncia, liquidação, dissolução ou extinção, ou qualquer outro caso de vacância na função de agente fiduciário da Emissão, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos contados do evento que a determinar, AGD para a escolha do novo agente fiduciário da Emissão, a qual poderá ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário a ser substituído, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM. Na hipótese da convocação não ocorrer até 8 (oito) dias antes do término do prazo acima citado, caberá à Emissora efetuar a convocação, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório, enquanto não se consumar o processo de escolha do novo agente fiduciário da Emissão. A substituição não implicará em remuneração ao novo agente fiduciário superior à ora avençada.

7.7.1. Na hipótese de não poder o Agente Fiduciário continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta Escritura de Emissão, deverá este comunicar imediatamente o fato à Emissora e aos titulares de Debêntures, pedindo sua substituição.

7.7.2. É facultado aos titulares de Debêntures, após o encerramento do prazo para a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu substituto, em AGD especialmente convocada para esse fim, nos termos desta Escritura de Emissão.

7.7.3. Caso ocorra a efetiva substituição do Agente Fiduciário, esse substituto receberá a mesma remuneração recebida pelo Agente Fiduciário em todos os seus termos e condições, sendo que a primeira parcela anual devida ao substituto será calculada *pro rata temporis*, a partir da data de início do exercício de sua função como agente fiduciário da Emissão. Esta remuneração poderá ser alterada de comum acordo entre a Emissora e o agente fiduciário substituto, desde que previamente aprovada pela AGD.

7.7.4. Em qualquer hipótese, a substituição do Agente Fiduciário ficará sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 9º da Instrução CVM n.º 28/1983 e eventuais normas posteriores.

7.7.5. A substituição do Agente Fiduciário em caráter permanente deverá ser objeto de aditamento à Escritura de Emissão, que deverá ser registrado na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina com a presente.

7.7.5.1 O agente fiduciário substituto deverá, imediatamente após sua nomeação, comunicá-la aos titulares de Debêntures em forma de aviso nos termos do item 3.13 acima.

7.7.7.6. Aplicam-se às hipóteses de substituição do Agente Fiduciário as normas e preceitos a este respeito promulgados por atos da CVM.

8. Da Assembléia Geral de Debenturistas

8.1. Os titulares de cada uma das séries das Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em AGD, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

8.2. A AGD de cada uma das séries poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação ou pela CVM.

8.3. Aplicar-se-á à AGD, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembléias gerais de acionistas.

8.3.1. A presidência da AGD caberá, conforme quem a tenha convocado, na forma do item 8.2 acima, respectivamente, ao Agente Fiduciário, à Emissora, ao Debenturista eleito pelos demais Debenturistas presentes ou àquele que for designado pela CVM.

8.4. As AGDs se instalarão, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação, conforme o caso, e, em segunda convocação, com qualquer quorum.

8.5. Cada Debênture em circulação conferirá a seu titular o direito a um voto nas AGDs, cujas deliberações, ressalvadas as exceções previstas nesta Escritura de Emissão e no item abaixo, serão tomadas por titulares de Debêntures que representem a maioria das Debêntures em circulação e mediante a aprovação da Emissora, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

8.5.1. Sem prejuízo do disposto no item 8.5. acima, quaisquer alterações (i) no prazo de vigência das Debêntures (incluindo eventual repactuação), (ii) nas datas e nas taxas de pagamento dos rendimentos das Debêntures e do Valor Nominal Unitário das Debêntures, (iii) no quorum de deliberação das AGDs e (iv) nos eventos de vencimento antecipado, conforme previsto no item 6.1, deverão ser aprovadas pela Emissora e por titulares de Debêntures representando [•] ([•] por cento) das Debêntures em circulação.

8.6. Para efeito da constituição do quorum de instalação e deliberação a que se refere esta Cláusula Oitava, serão consideradas como Debêntures em circulação aquelas Debêntures emitidas pela Emissora que ainda não tiverem sido resgatadas e/ou liquidadas, devendo ser excluídas do número de tais Debêntures aquelas que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam pertencentes ao seu controlador ou a qualquer de suas controladas e coligadas, bem como respectivos diretores ou conselheiros e respectivos parentes até segundo grau.

8.7. Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas AGDs.

8.8. O Agente Fiduciário deverá comparecer à AGD para prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

9. Das Declarações da Emissora

9.1. A Emissora neste ato declara que:

- (a) é uma sociedade por ações devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de sociedade por ações, com registro de companhia aberta de acordo com as leis brasileiras e a regulamentação da CVM;
- (b) está devidamente autorizada e obteve todas as licenças e autorizações societárias ou não, necessárias à celebração desta Escritura de Emissão, à emissão das Debêntures e ao cumprimento de suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;
- (c) os representantes legais que assinam esta Escritura de Emissão têm poderes estatutários e/ou delegados para assumir, em seu nome, as obrigações ora estabelecidas e, sendo mandatários, tiveram os poderes legitimamente outorgados, estando os respectivos mandatos em pleno vigor;
- (d) a celebração desta Escritura de Emissão, o cumprimento de suas obrigações previstas nesta Escritura de Emissão e a emissão e a colocação das Debêntures não infringem ou contrariam, sob qualquer aspecto material, (a) qualquer contrato ou documento no qual a Emissora seja parte ou pelo qual quaisquer de seus bens e propriedades estejam vinculados, nem irá resultar em (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer destes contratos ou instrumentos; (ii) criação de qualquer ônus sobre qualquer ativo ou bem da Emissora ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos; (b) qualquer lei, decreto ou regulamento a que a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades estejam sujeitos; ou (c) qualquer ordem, decisão ou sentença administrativa, judicial ou arbitral que afete a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades;
- (e) a Emissora tem, ou encontra-se em processo de obtenção e/ou renovação, todas as autorizações e licenças (inclusive ambientais) relevantes exigidas pelas autoridades federais, estaduais e municipais para o exercício de suas atividades, sendo todas elas válidas (excção feita àquelas que encontram-se em processo de obtenção e/ou renovação);
- (f) a Emissora está cumprindo em todos os aspectos materiais, as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios;

MODELO

- (g) as Demonstrações Financeiras da Emissora, datadas de 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e as informações financeiras referentes aos períodos encerrados em março de 2006 e 2007 representam corretamente a posição financeira da Emissora naquelas datas e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios fundamentais de contabilidade do Brasil e refletem corretamente os ativos, passivos e contingências da Emissora de forma consolidada;
- (h) o Prospecto e os Suplementos conterão, na data de publicação do Anúncio de Início, todas as informações relevantes em relação à Emissora, no contexto da Emissão e necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise fundamentada dos ativos, passivos, das responsabilidades da Emissora, de suas condições financeiras, lucros, perdas, perspectivas e direitos em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram dadas;
- (i) as informações e declarações contidas no Prospecto e nos Suplementos são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes;
- (j) exceto pelas contingências informadas no Prospecto e nos Suplementos, não tem conhecimento da existência de qualquer ação judicial, procedimento administrativo ou arbitral, inquérito ou outro tipo de investigação governamental que possa vir a causar impacto adverso relevante na Emissora, em suas condições financeiras ou outras, ou em suas atividades, que possam afetar a capacidade da Emissora de cumprir com suas obrigações previstas nesta Escritura de Emissão;
- (k) não há qualquer ligação entre ela e o Agente Fiduciário que impeça o Agente Fiduciário de exercer plenamente suas funções; e
- (l) esta Escritura de Emissão constitui uma obrigação legal, válida e vinculante da Emissora, exequível de acordo com os seus termos e condições.

10. Das Notificações

10.1. Todos os documentos e as comunicações, que deverão ser sempre feitos por escrito, assim como os meios físicos que contenham documentos ou comunicações, a serem enviados por qualquer das partes nos termos desta Escritura de Emissão deverão ser encaminhados para os seguintes endereços:

Para a Emissora:

Tractebel Energia S.A.
Rua Antônio DIB Mussi, 366, 10º andar
88015-1000, Florianópolis, SC
At.: Paulo Mantuano
Tel.: (48) 221-7060
Fax.: (48) 221-7002
E-mail: mantuano@tractebelenergia.com.br

Para o Agente Fiduciário:

[●]
At.: [●]
Tel.: [●]
Fax: [●]
E-mail: [●]

Para o Banco Mandatário e Escriturador:

[●]
At.: [●]
Tel.: [●]
Fax: [●]
E-mail: [●]

10.2. As comunicações referentes à esta Escritura de Emissão serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelo correio, sob protocolo, ou por telegrama nos endereços acima. As comunicações feitas por fac-símile ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado através de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente) seguido de confirmação verbal por telefone. Os respectivos originais deverão ser encaminhados para os endereços acima em até 5 (cinco) dias úteis após o envio da mensagem. A mudança de qualquer dos endereços acima deverá ser comunicada à outra parte pela parte que tiver seu endereço alterado.

12. Das Disposições Gerais

12.1. Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura de Emissão. Dessa forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito, faculdade ou remédio que caiba ao Agente Fiduciário e/ou aos titulares de Debêntures em razão de qualquer inadimplemento das obrigações da Emissora, prejudicará tais direitos, faculdades ou remédios, ou será interpretado como uma renúncia aos mesmos ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura de Emissão ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

12.2. A presente Escritura de Emissão é firmada em caráter irrevogável e irretratável, salvo na hipótese de não preenchimento dos requisitos relacionados na Cláusula Segunda supra, obrigando as partes por si e seus sucessores.

12.3. Caso qualquer das disposições desta Escritura de Emissão venha a ser julgada ilegal, inválida ou ineficaz, prevalecerão todas as demais disposições não afetadas por tal julgamento, comprometendo-se as partes, em boa-fé, a substituir a disposição afetada por outra que, na medida do possível, produza o mesmo efeito.

MODELO

12.4. A presente Escritura de Emissão e as Debêntures constituem título executivo extrajudicial, nos termos do artigo 585, incisos I e II do Código de Processo Civil, e as obrigações nela contidas estão sujeitas à execução específica, de acordo com os artigos 632 e seguintes do Código de Processo Civil.

13. Do Foro

13.1. Fica eleito o foro da Comarca de São Paulo, Estado de São Paulo, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja, para dirimir as questões porventura oriundas desta Escritura de Emissão.

E por estarem assim justas e contratadas, firmam a presente Escritura de Emissão a Emissora e o Agente Fiduciário, em 4 (quatro) vias de igual forma e teor e para o mesmo fim, em conjunto com as 4 (quatro) testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, [•] de [•].

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

Nome: _____

Cargo: _____

Nome: _____

Cargo: _____

[•]

Nome: _____

Cargo: _____

Nome: _____

Cargo: _____

Testemunhas:

Nome: _____

CPF: _____

Nome: _____

CPF: _____

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

-
- Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)


Tractebel Energia
GDF SUEZ

DECLARAÇÃO

Tractebel Energia S.A., companhia aberta com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antonio Dib Mussi, n.º 366, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103.0001-19, neste ato devidamente representada na forma de seu Estatuto Social, por seus representantes legais abaixo indicados ("Companhia"), vem, nos termos da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, declarar que (i) é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião da atualização do prospecto do primeiro programa de distribuição pública de debêntures simples da Companhia, com prazo de duração de 2 (dois) anos e limite de R\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) ("Prospecto" e "Programa de Distribuição", respectivamente), e que (ii) o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição, tendo sido elaborado de acordo com as normas pertinentes. Os Srs. José Carlos Cauduro Minuzzo e Marco Antônio Amaral Sureck, diretores estatutários da Companhia, foram os responsáveis pela verificação da veracidade das informações prestadas.

Florianópolis, 23 de abril de 2009

TRACTEBEL ENERGIA S.A.



José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor Estatutário



Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor Estatutário

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

-
- Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



DECLARAÇÃO

Banco Votorantim S.A., instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Roque Petroni Junior, n.º 999, 16º andar, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 59.588.111/0001-03, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social, na qualidade de instituição intermediária responsável pela atualização do prospecto do primeiro programa de distribuição pública de debêntures simples da Tractebel Energia S.A., com prazo de duração de 2 (dois) anos e limite de R\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) ("Prospecto", "Programa de Distribuição" e "Companhia", respectivamente), vem, nos termos da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, declarar que (i) o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição, tendo sido elaborado de acordo com as normas pertinentes; (ii) que tomou as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela Companhia fossem verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição; e (iii) as informações prestadas por ocasião da atualização do Prospecto, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro de companhia aberta da Companhia perante a Comissão de Valores Mobiliários e que venham a integrar o Prospecto, são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição. A presente declaração é firmada pelos Srs. Pedro Paulo Mollo Neto e Mario Thomazi, ambos diretores estatutários do Banco Votorantim S.A.

São Paulo, 23 de abril de 2009


Pedro Paulo Mollo Neto
Diretor Estatutário

BANCO VOTORANTIM S.A.


Mario Thomazi
Diretor Estatutário



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)