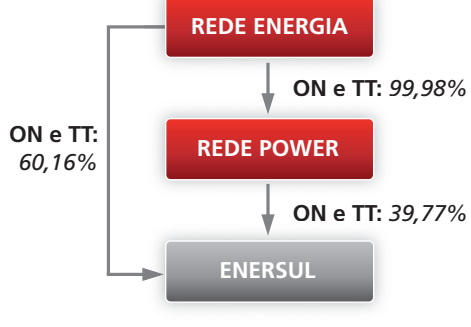




RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2010

Senhores Acionistas,
 A Administração da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, compostas pelo Balanço Patrimonial, pelas Demonstrações dos Resultados, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, dos Valores Adicionados e do Balanço Social, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes.

A Companhia
 A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. ("ENERSUL") é uma concessionária de distribuição de energia elétrica criada em 11 de junho de 1979 e uma Companhia de Aberta desde 29 de abril de 1981. A partir de setembro de 2008, a ENERSUL passou a ser controlada pela REDE ENERGIA S.A. ("REDE ENERGIA") que, em 31 de dezembro de 2010, detinha diretamente 60,16% das ações ordinárias e totais da companhia e indiretamente 39,76% das ações ordinárias e totais por intermédio da companhia holding Rede Power do Brasil S.A. Dessa forma, somando-se a participação direta e indireta, a REDE ENERGIA detinha 99,92% das ações ordinárias e totais.

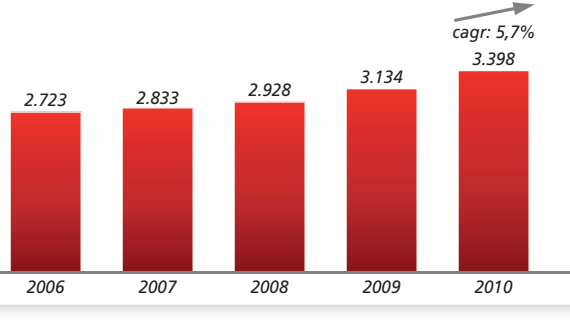


A área de concessão da ENERSUL abrange 73 dos 78 municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, distribuídos em uma área de 328.316 km², equivalente a 91,9% do Estado e a 94,5% da população total, beneficiando aproximadamente 2,3 milhões de habitantes.

Desempenho Operacional
 Todo o sistema de distribuição da ENERSUL é interligado, não existindo nenhuma área isolada - suprida por geração local. Assim, toda a energia requerida para atender ao mercado de sua concessão, provém do Sistema Interligado Nacional.

Mercado Consumidor
 A ENERSUL encerrou o ano de 2010 com um fornecimento de energia elétrica de 3.398 GWh (mercado cativo), representando um crescimento de 8,8% em relação aos 3.124 GWh de 2009. Esse crescimento foi influenciado principalmente pelo bom desempenho das classes residencial e comercial, em razão da expansão no número de consumidores, aumento do consumo médio residencial e dos efeitos das políticas anti-cíclicas do governo e do fortalecimento da economia no pós-crise do Estado. Observa-se ainda um bom desempenho da classe industrial, consequência da retomada das atividades do setor após a crise mundial do final de 2008.

Vendas (em GWh)

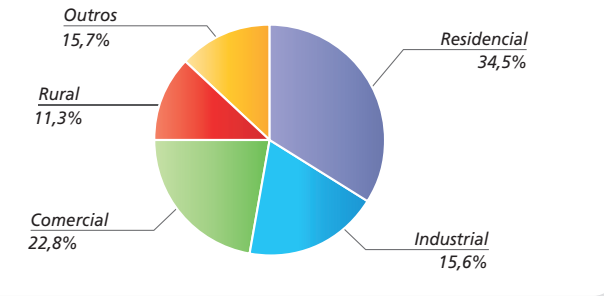


A classe residencial apresentou um consumo de 1.174 GWh em 2010 e 1.095 GWh em 2009, resultando em um incremento de 7,2%, devido ao crescimento vegetativo populacional e aumento do consumo médio, que passou de 143,68 kWh/mês em 2009 para 150,48 kWh/mês em 2010, representando um aumento de 4,7%. O número de clientes nesse mesmo período avançou 2,4%.

Os clientes cativos da classe industrial consumiram 532 GWh em 2010 e 477 GWh em 2009, o que significa uma evolução de 11,6%, principalmente em razão do desempenho do setor da indústria de transformação, cujo crescimento foi de 20,7%. Nesse setor destacam-se os segmentos de produtos alimentícios; extração e tratamento de minerais; e destilaria de Alcool, que apresentaram, respectivamente, crescimentos de 16,7%, 30,8% e 41,5%.

A classe comercial apresentou um consumo de 776 GWh em 2010 e 710 GWh em 2009, o que representou um acréscimo de 9,4%. Esse crescimento foi principalmente decorrente da expansão do segmento varejista e atacadista, com crescimento de 12,0% e 21,1%, respectivamente.

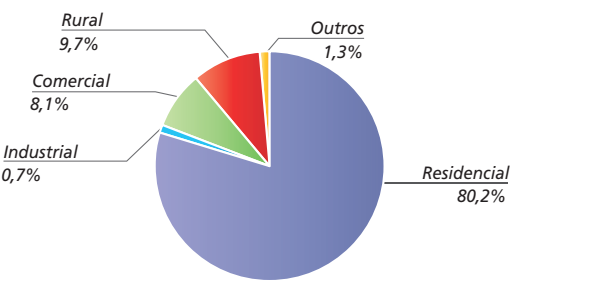
Participação por Classe de Consumo (Vendas em GWh)



Consumidores

Em 2010, a ENERSUL registrou um número total de 810.544 clientes cativos, representando um crescimento de 3,3% em relação ao ano anterior. Esse crescimento se deve principalmente ao aumento das classes residencial e rural com incrementos de 15.046 e 5.653 clientes, respectivamente, seguidas pela classe comercial com incremento de 4.145 novos clientes.

Participação por Classe de Consumo (Número de Consumidores)



Resalta-se que, em sua área de concessão, a ENERSUL atende a 100% dos domicílios urbanos e a 99,1% das propriedades rurais, graças ao sucesso na implementação do Programa Luz Para Todos.

Perdas
 As perdas técnicas na ENERSUL, em 2010, apresentaram uma redução, devido, principalmente, às condições favoráveis de suprimento ao Estado e ao intercâmbio predominante do Sul para o Sudeste, o que reduz o fluxo de energia pelas linhas de 138 KV Jupia/Campo Grande.

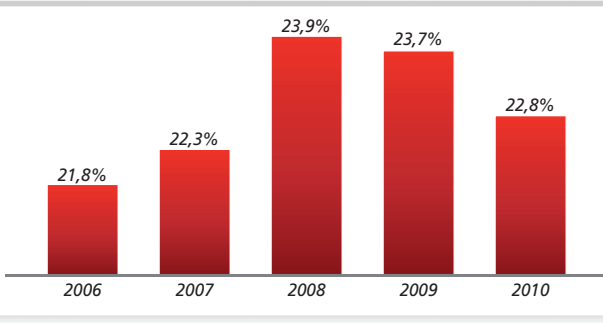
Em 2009, o cenário de crescimento das perdas comerciais começou a ser revertido com uma série de ações internas e externas da companhia, dentre as quais destacam-se: autuações de aproximadamente 49 mil unidades consumidoras, com uma taxa de asseritividade de 97%; retirada de 11 mil ligações clandestinas; recuperação de 12 GWh de energia desviada; estreitamento das relações com a Secretaria de Segurança Pública, Inmetro, PROCON; dentre outras.

No âmbito social, destaca-se o Programa Integrar, de regularização de ligações clandestinas em bairros específicos nas principais cidades da área de concessão da ENERSUL, acompanhado, em algumas regiões, pelo Projeto de Eficiência Energética. O programa é realizado de porta em porta e são oferecidas vantagens no parcelamento de débitos vencidos e no financiamento de padrão de energia à população. Em 2010, foram regularizadas aproximadamente 2,8 mil unidades consumidoras.

A ENERSUL consolidou o Projeto de Medição Inteligente em 1,1 mil unidades consumidoras de Campo Grande, o que possibilita um acompanhamento diário do consumo de energia e de eventuais irregularidades nos medidores. Foram ainda substituídos mais de 31 mil medidores de energia por equipamentos eletrônicos, o que resulta em uma precisão maior no registro da medição.

O índice de perdas globais foi de 22,8% em 2010 e 23,7% em 2009, representando uma redução de 0,9 ponto percentual.

Perdas



DEC/FEC

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL utiliza alguns índices para verificação da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores. Os principais são: DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em horas) e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em número de vezes) e TMA - Tempo Médio de Atendimento, que mostra o tempo médio em que são atendidas as reclamações e solicitações dos clientes (medido em minutos). Sob o aspecto da qualidade do serviço, a ENERSUL fechou o ano de 2010 com um DEC de 10,23 horas/cliente e um FEC igual a 7,16 interrupções/cliente.

	2010	2009
DEC	10,23	12,35
FEC	7,16	9,10
TMA	185	173

Valores em base anual

BALANÇO PATRIMONIAL

	31/12/2010 Regulatório	Ajustes regulatórios	31/12/2010 Societário	31/12/2009 Regulatório Reapresentado	Ajustes regulatórios	31/12/2009 Societário Reapresentado
ATIVO						
ATIVO CIRCULANTE						
Ativo regulatório	10.670	(10.670)	-	15.114	(15.114)	-
Outros ativos circulante não afetados	437.738	-	437.738	406.590	-	406.590
Total do ativo circulante	448.408	(10.670)	437.738	421.704	(15.114)	406.590
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Ativo regulatório	12.019	(12.019)	-	13.226	(13.226)	-
Ativo financeiro	-	133.306	133.306	-	115.696	115.696
Outros realizáveis a longo prazo não afetados	410.435	-	410.435	432.694	-	432.694
Total do realizável a longo prazo	422.454	121.287	543.741	445.920	102.470	548.390
Investimento	356	-	356	-	-	-
Imobilizado - líquido	872.829	(872.829)	-	841.235	(841.235)	-
Intangível - líquido	40.005	739.523	779.528	46.291	725.539	771.830
Total do ativo não circulante	1.335.644	(12.019)	1.323.625	1.333.446	(13.226)	1.320.220
ATIVO TOTAL	1.784.052	(22.689)	1.761.363	1.755.150	(28.340)	1.726.810

PASSIVO

	31/12/2010 Regulatório	Ajustes regulatórios	31/12/2010 Societário	31/12/2009 Regulatório Reapresentado	Ajustes regulatórios	31/12/2009 Societário Reapresentado
PASSIVO CIRCULANTE						
Passivo regulatório	8.522	(8.522)	-	8.370	(8.370)	-
Outros	5.214	(1)	5.213	-	-	-
Outros passivos circulante não afetados	343.699	-	343.699	327.290	-	327.290
Total do passivo circulante	357.435	(8.523)	348.912	335.660	(8.370)	327.290
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Passivo regulatório	1.930	(1.930)	-	6.997	(6.997)	-
Outros passivos não circulante não afetados	634.850	-	634.850	739.369	-	739.369
Total do passivo não circulante	636.780	(1.930)	634.850	746.366	(6.997)	739.369
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	533.468	-	533.468	463.412	-	463.412
Reservas de capital	118.594	-	118.594	118.594	-	118.594
Reservas de lucro	137.775	(12.236)	125.539	96.513	-	96.513
Prejuízos acumulados	-	-	-	(5.395)	(12.973)	(18.368)
Total do patrimônio líquido	789.837	(12.236)	777.601	673.124	(12.973)	660.151
PASSIVO TOTAL	1.784.052	(22.689)	1.761.363	1.755.150	(28.340)	1.726.810

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

	31/12/2010 Regulatório	Ajustes regulatórios	31/12/2010 Societário	31/12/2009 Regulatório Reapresentado	Ajustes regulatórios	31/12/2009 Societário Reapresentado
Receita Operacional	1.467.229	(164.093)	1.631.322	1.363.868	(113.232)	1.477.100
Deduções da receita operacional						
Impostos sobre vendas	(372.459)	-	(372.459)	(345.488)	-	(345.488)
Encargos do consumidor	(103.256)	(1.402)	(101.854)	(87.286)	(4.076)	(83.210)
Total do passivo circulante	(475.715)	(1.402)	(474.313)	(432.774)	(4.076)	(428.698)
Receita operacional líquida	991.514	(165.495)	1.157.009	931.094	(117.308)	1.048.402
Custo do serviço de energia elétrica	(540.453)	(6.947)	(533.506)	(517.297)	(49.195)	(468.102)
Custo de operação	(184.152)	172.780	(356.932)	(183.832)	115.574	(299.406)
Lucro operacional bruto	266.909	338	266.571	229.965	(50.929)	280.894
Despesas operacionais						
Despesas com vendas	(11.831)	-	(11.831)	594	-	594
Despesas gerais e administrativas	(78.523)	-	(78.523)	(53.383)	7.297	(63.680)
Outras despesas operacionais	6.346	(1)	6.347	6.067	(42)	6.109
Total do passivo circulante	(84.008)	(1)	(84.007)	(49.772)	7.255	(56.977)
Resultado do Serviço	182.901	337	182.564	180.243	(43.674)	223.917
Resultado Financeiro	(55.467)	(1.076)	(54.391)	(62.665)	6.193	(68.858)
Receitas Financeiras	67.548	1.993	65.555	55.992	6.375	49.617
Despesas Financeiras	(123.015)	(3.069)	(119.946)	(118.657)	(182)	(118.575)
Outros Resultados	(6.002)	-	(6.002)	(7.102)	-	(7.102)
Resultado Operacional	121.432	(739)	122.171	110.476	(37.481)	147.957
Imposto de Renda e Contribuição Social	(36.777)	-	(36.777)	(47.714)	-	(47.714)
Lucro líquido do exercício	84.655	(739)	85.394	62.762	(37.481)	100.243

Desempenho Econômico-Financeiro

Valores em R\$ mil	2.006	2.007	2.008	2.009	Reapresentado 2.009	2.010	Var.% 2009-2010 *	CAGR 2006-2010
Vendas em GWh	2.723	2.833	2.928	3.124	3.134	3.398	8,4%	5,7%
Número de consumidores	689.934	710.267	740.940	784.834	784.834	810.544	3,3%	4,1%
Receita operacional bruta	1.159.081	1.080.743	1.283.411	1.363.868	1.477.100	1.631.322	10,4%	8,9%
Receita operacional líquida	745.059	693.237	857.199	931.094	1.048.402	1.157.009	10,4%	11,6%
EBITDA (1)	174.855	10.002	229.143	256.589	293.720	257.048	-12,5%	10,1%
Margem Ebitda (%) (2)	23,5%	1,4%	26,7%	27,6%	28,0%	22,2%	-20,7%	-1,4%
Lucro (prejuízo) líquido	50.360	(58.056)	68.666	78.680	100.243	85.394	-14,8%	14,1%
Dívida financeira líquida (3)	622.372	531.938	456.971	571.719	571.719	552.103	-3,4%	-3,0%
Dívida financeira líquida / EBITDA	3,6	53,2	2,0	2,2	1,9	2,1	10,3%	-11,9%
Patrimônio líquido	716.781	672.516	669.839	678.519	660.151	777.601	17,8%	2,1%
Índice de endividamento (4)	46,5%	44,2%	40,6%	45,7%	46,4%	41,5%	-10,5%	-2,8%

* Var. % 2009-2010 é o resultado da variação percentual entre o ano de 2009 reapresentado e 2010.

- (1) Ebitda: Resultado antes dos Juros, Impostos, Ganhos/Perdas na Alienação/Desativação de bens e direitos, Depreciação e Amortização.
- (2) Margem Ebitda: Ebitda / Receita Operacional Líquida.
- (3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures (-) Disponibilidades.
- (4) Índice de Endividamento: Dívida Financeira Líquida / (Dívida financeira Líquida + Patrimônio Líquido).

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou um aumento de 10,4%, passando de R\$ 1.159,1 milhões em 2009 para R\$ 1.363,1 milhões em 2010. Esse incremento foi influenciado principalmente (i) pelo crescimento do mercado consumidor em 8,8%; (ii) aumento de 1,2% no preço médio de venda de energia ao consumidor final; e (iii) incremento de 38,0% (R\$ 46,7 milhões) na receita de construção. Vale acrescentar que essa receita de construção é um dos efeitos da adoção do IFRS (International Financial Reporting Standard), Normas Internacionais de Contabilidade, pela companhia, a partir de 31 de dezembro de 2010, e não constitui efeito real sobre o resultado operacional da companhia, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2009 quanto para 2010) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA. Retirando-se portanto os efeitos da receita de construção, o aumento da receita bruta seria de 7,9%, passando de R\$ 1.354,2 milhões em 2009 para R\$ 1.461,7 milhões em 2010.

O custo do serviço, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 533,5 milhões em 2010, o que representa um acréscimo de 14,0% em relação aos R\$ 468,1 milhões de 2009, devido ao aumento da demanda e de 9,7% no preço médio de compra.

O custo da operação foi de R\$ 356,2 milhões em 2010 e R\$ 299,1 milhões em 2009, representando um aumento de 19,1%. Retirando-se portanto o efeito do custo de construção, o aumento do custo de operação seria de 5,9%, passando de R\$ 176,2 milhões em 2009 para R\$ 186,6 milhões em 2010. O item que mais influenciou essa variação foi pessoal, com um aumento de 6,6% (R\$ 3,2 milhões). Esse percentual foi inferior ao crescimento da receita operacional e inferior à inflação de 11,3%, medida pelo IGP-M, em 2010. As despesas operacionais somaram R\$ 84,0 milhões em 2010 e R\$ 57,0 milhões em 2009, representando um aumento de 47,4%. Esse percentual foi basicamente influenciado por ajustes nas despesas com vendas, em 2009, decorrentes das alterações dos critérios de mensuração da antiga provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD), agora denominada de perda no valor recuperável.

O EBITDA da companhia, calculado a partir do resultado do serviço acrescido da amortização, depreciação e despesas decorrentes

TELECOMUNICAÇÕES / INFORMÁTICA / INFRA-ESTRUTURA: Para atendimento as necessidade de apoio ao negócio da empresa, foram investidos R\$ 15,7 milhões, em projetos de telecomunicação, informática e infra estrutura.

PROGRAMA DE REDUÇÃO DE PERDAS: são verbas destinadas exclusivamente para o programa de combate às perdas técnicas e comerciais. Em 2010 foram investidos R\$ 4,7 milhões. MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA são investimentos vegetativos, feitos com caixa próprios, destinados a manutenção, ampliação e melhorias no sistema elétrico. Esses investimentos totalizaram R\$ 95,0 milhões em 2010 e representam os investimentos líquidos, com caixa próprio.

Dos R\$ 170,0 milhões investidos em 2010, R\$ 54,5 milhões referem-se a programas subsidiados pelo governo e R\$ 115,5 milhões referem-se a investimentos com recursos próprios. Vale acrescentar que a ENERSUL recebeu R\$ 70 milhões em recursos provenientes de um aporte de capital pelo Fundo FI-FGTS, na Empresa de Eletricidade Vale Parapanema S.A. ("EEVP"), para investimentos em melhorias do sistema, cujos efeitos já podem ser percebidos nos indicadores operacionais da ENERSUL.

Ambiente Regulatório

Por meio da Resolução Homologatória nº 958, de 06 de Abril de 2010, a ANEEL homologou o reajuste tarifário 2010. As tarifas da ENERSUL ficam, em média, reajustadas em -1,36% (menos um vírgula trinta e seis por cento), sendo 3,19% (três vírgula dezanove por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e -4,55% (menos quatro vírgula cinquenta e cinco por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes ao processo tarifário e a terceira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, de R\$ -77.949.854,61 (menos setenta e sete milhões, novecentos e quarenta e

nove mil, oitocentos e cinquenta e quatro reais e sessenta e um centavos), correspondendo a um efeito médio de 2,58% (dois vírgula cinquenta e oito por cento) a ser percebido pelos consumidores civis.

Responsabilidade Socioambiental

Baseada na Política de Sustentabilidade da sua controladora, REDE ENERGIA, a ENERSUL investiu em projetos socioambientais que visam o desenvolvimento regional, a geração de renda, o esporte e a educação.

- Concurso Cultural Energias do Mundo desenvolvido e o tema "A História das Energias do Mundo: passado, presente e futuro", ofereceu a oportunidade de professores e alunos estabelecerem reflexões e práticas sobre o tema ambiental;
- Apoio ao Instituto Ethos e Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ONU);
- Programa de orientação para o uso racional e consciente da energia, por meio de palestras e distribuição de cartilhas;
- Programa de apoio a famílias de baixa renda por meio da troca gratuita de geladeiras e lâmpadas de alto consumo, por equipamentos novos e mais eficientes. Em 2010, foram distribuídas 3 mil geladeiras e 42 mil lâmpadas;
- Apoio às ações da comunidade para a orientação e prevenção para uma vida saudável, como o patrocínio do "Programa Médico da Família", realizado pela TV Campo Grande;
- Patrocínio de iniciativas sócio-educacionais voltadas à cultura regional, como o patrocínio do Moinho Cultural, que é um projeto sócio - educacional do Instituto Homem Pantaneiro;
- Distribuição de livros infanto-juvenis, Lelé e Trix - O Gigante Monstruoso do Lixo, e apresentação de peças teatrais, Parangolé - Grupo Armatrix, para o desenvolvimento do respeito ao meio ambiente.

Benefícios aos Colaboradores

Os benefícios oferecidos pela companhia visam a qualidade de vida, bem estar e a valorização de seus colaboradores. A companhia oferece assistência médica e odontológica com ampla rede credenciada; vales alimentação e refeição; transporte; auxílio creche; previdência privada; seguro de vida; reconhecimento por tempo de serviço; bolsa de estudo; e programa de participação nos resultados, importante ferramenta de gestão estratégica. A ENERSUL respeita os direitos fundamentais de seus profissionais, propiciando excelente condição de trabalho, dentro de um ambiente saudável, tornando-os altamente capacitados para um mercado cada vez mais competitivo.

Audidores Independentes

Os serviços executados pelos auditores externos, ao longo do exercício social, referem-se somente à auditoria das Demonstrações Financeiras.

Agradecimentos

Nossos agradecimentos aos Acionistas, Clientes, Governos Federal, Estadual e Municipais, fornecedores e prestadores de serviços e, em especial aos nossos colaboradores pela dedicação em mais este ano de grandes realizações.

Declaração da Diretoria

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras ora apresentadas, bem como com a opinião dos auditores independentes expressa no Relatório dos Auditores Independentes Sobre as Demonstrações Financeiras.

BALANÇOS SOCIAIS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 (NÃO AUDITADOS)

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	31/12/2010			31/12/2009		
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
1. Base de Cálculo						
Receita Líquida (RL).....	1.157.009			1.048.042		
Resultado Operacional (RO).....	122.171			147.957		
Folha de Pagamento Bruta (FPB).....	97.413			81.385		
		% sobre			% sobre	
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
2. Indicadores Sociais Internos						
Alimentação.....	5.849	6,0	0,5	6.424	7,9	0,6
Encargos sociais compulsórios.....	19.230	19,7	1,7	16.469	20,2	1,6
Previdência privada.....	3.154	3,2	0,3	2.607	3,2	0,2
Saúde.....	5.547	5,7	0,5	3.850	4,7	0,4
Segurança e medicina no trabalho.....	-	-	-	-	-	-
Educação.....	159	0,2	-	158	0,2	-
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	523	0,5	-	408	0,5	-
Auxílio-creche.....	45	-	-	34	-	-
Participação dos empregados nos lucros ou resultados.....	5.539	5,7	0,5	2.613	3,2	0,2
Participação dos administradores no resultado.....	1.447	1,5	0,1	1.733	2,1	0,2
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	-	-	29	-	-
Vale-transporte - excedente.....	1.565	1,6	0,1	1.395	1,7	0,1
Outros benefícios.....	606	0,6	0,1	439	0,5	-
	43.664	44,7	3,8	36.159	44,2	3,3
		% sobre			% sobre	
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
3. Indicadores Sociais Externos						
Educação.....	671	0,5	0,1	79	0,1	-
Cultura.....	10	-	-	87	0,1	-
Esporte e lazer.....	188	0,2	-	24	-	-
Combate à fome e segurança alimentar.....	-	-	-	-	-	-
Doações/contribuições.....	501	0,4	-	289	0,2	-
Subtotal.....	1.370	1,1	0,1	479	0,4	0,0
Programas Sociais:						
Programa Luz para Todos.....	44.970	36,8	3,9	27.079	18,3	2,6
Programa Nacional de Universalização.....	9.555	7,8	0,8	2.879	1,9	0,3
Subtotal.....	54.525	44,6	4,7	29.958	20,2	2,9
Total de contribuições para a sociedade.....	55.895	45,7	4,8	30.437	20,6	2,9
Tributos (excluídos encargos sociais).....	375.672	307,5	32,5	349.183	236,0	33,3
Total Indicadores Sociais Externos.....	431.567	353,2	37,3	379.620	256,6	36,2
		% sobre			% sobre	
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
4. Indicadores Ambientais						
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa						
Fundo Nacional de Desenv.						
Científico e Tecnológico - FNDCT.....	1.929	1,6	0,2	1.860	1,3	0,2
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME).....	965	0,8	0,1	930	0,6	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	4.823	3,9	0,4	4.650	3,1	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	1.929	1,6	0,2	1.860	1,3	0,2
Total de investimentos relacionados com a produção/operação da empresa.....	9.646	7,9	0,9	9.300	6,3	0,9

Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas	() cumpre de 51 a 75%	(x) não possui metas	() cumpre de 51 a 75%
	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 76 a 100%	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 76 a 100%

BALANÇOS PATRIMONIAIS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 E EM 1º DE JANEIRO DE 2009

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
			Reapresentado	Reapresentado
ATIVO CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	99.591	104.319	148.174
Consumidores.....	7	290.823	267.033	261.914
Títulos a receber.....	8	8.252	10.511	11.050
(-) Perda no valor recuperável.....	9	(40.577)	(41.230)	(49.515)
Impostos e contribuições sociais a compensar.....	10	22.700	22.632	45.909
Estoque.....		4.445	2.875	4.132
Serviços em curso.....		34.948	19.841	8.512
Redução de receita - baixa renda.....	12	4.477	5.270	4.980
Sub-rogação da CCC.....	13	319	4.284	8.098
Outros.....	14	12.760	11.055	12.881
Total do ativo circulante.....		437.738	406.590	456.135
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
Realizável a longo prazo				
Consumidores.....	7	18.633	31.577	22.151
Títulos a receber.....	8	1.377	3.357	10.013
Partes relacionadas.....	15.1	22.594	40.222	10.004
Cauções e depósitos vinculados.....	16	43.941	8.603	8.354
Depósitos judiciais.....	20	84.284	77.305	70.817
Impostos e contribuições sociais a compensar.....	17	9.312	10.293	15.643
Impostos e contribuições sociais diferidos.....	11.2	228.746	259.303	286.313
Ativo financeiro - bens da concessão.....	18	133.306	115.696	97.624
Outros.....	14	1.548	2.034	3.675
Total do realizável a longo prazo.....		543.741	548.390	524.594
Investimento.....	17	356	-	-
Intangível.....	18	779.528	771.830	761.538
Total do ativo não circulante.....		1.323.625	1.320.220	1.286.132
TOTAL DO ATIVO.....		1.761.363	1.726.810	1.742.267

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro líquido básico por ação)

	Nota	31/12/2010	31/12/2009
			Reapresentado
RECEITA BRUTA		1.631.322	1.477.100
Deduções da receita bruta.....		(474.313)	(428.698)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS.....	31	1.157.009	1.048.402
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia elétrica comprada para revenda.....	32	(430.131)	(387.930)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.....		(103.375)	(80.172)
		(533.506)	(468.102)
CUSTO DE OPERAÇÃO			
Pessoal.....		(52.342)	(49.088)
Material.....		(1.836)	(3.681)
Serviços de terceiros.....		(58.684)	(67.139)
Depreciação e amortização.....		(54.164)	(46.118)
Arrendamento e aluguéis.....		(125)	(46)
Custo de construção.....	31	(169.612)	(122.920)
Outras despesas.....		(19.464)	(10.102)
		(356.227)	(299.094)
Custo do serviço prestado a terceiros.....		(705)	(312)
LUCRO BRUTO.....		266.571	280.894

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

5. Indicadores do Corpo Funcional (*)	31/12/2010		31/12/2009			
	(em unidades)		(em unidades)			
Nº de empregados no final do período.....	859		829			
Escolaridade dos empregados:						
Superior e extensão universitária.....	340		330			
2º grau.....	467		396			
1º grau.....	52		103			
Faixa etária dos empregados:						
Abaixo de 30 anos.....	204		225			
De 30 até 45 anos (exclusive).....	303		274			
Acima de 45 anos.....	352		330			
Nº de admissões durante o período.....	97		121			
Nº de empregados desligados no período.....	69		26			
Nº de mulheres que trabalham na empresa.....	212		186			
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres.....	1,89%		3,23%			
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes.....	16,67%		24,00%			
Nº de negros que trabalham na empresa.....	226		213			
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros.....	1,77%		1,41%			
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes.....	16,67%		12,00%			
Nº de empregados portadores de deficiência física.....	32		34			
Nº de dependentes.....	1.408		1.459			
Nº de estagiários.....	40		37			
Nº de empregados terceirizados/temporários.....	2.216		2.304			
6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (*)						
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	18,78		ND			
Número total de acidentes de trabalho	14		13			
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e ao direito de interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(X) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	(X) apóia	() organiza e incentiva	() não se envolverá	(X) apoiará	() organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 658	no Procon 2.261	na Justiça 1.445	na empresa 638	no Procon 2.100	na Justiça 1.662
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 74,8%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 75%
Valor adicionado total a distribuir:	Em 31/12/2010: R\$ 800.027		Em 31/12/2009: R\$ 771.406			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	63,4 % governo	8,1 % colaboradores(as)	65,6 % governo	8,6 % colaboradores(as)		
	13,0 % acionistas	15,5 % terceiros	10,7 % acionistas	15,2 % terceiros		
		0 % retido		0 % retido		

7. Outras Informações

- a) Nos dados referentes a reclamações e críticas "Na Empresa", foram considerados aqueles que entraram via ouvidoria e, no percentual de críticas atendidas ou solucionadas, considerou-se aquelas que foram atendidas e respondidas ao consumidor.
- b) Em virtude dos novos pronunciamentos contábeis, e visando aprimorar a qualidade das informações apresentadas, algumas informações adicionais foram incluídas, assim, quando aplicável, os valores e dados de 2009 foram reclassificados para melhor comparabilidade.
- c) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres.
- d) (*) Informações não auditadas.

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.

PASSIVO	Nota	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
			Reapresentado	Reapresentado
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Fornecedores.....	19	103.134	104.205	89.911
Folha de pagamento.....		1.291	1.016	1.416
Impostos e contribuições sociais.....	20	45.757	29.730	39.075
Consumidores - devolução tarifária.....	21			

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucro	Prejuízos acumulados	Total do patrimônio líquido
SALDOS EM 1º DE JANEIRO DE 2009 (Reapresentado)		29.1	29.2	29.2		
Dividendos complementares - (RCA de 27/3/2009)		463.412	118.594	87.833	(39.931)	629.908
Lucro líquido do exercício		-	-	(45.000)	-	(45.000)
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:					100.243	100.243
Reserva legal		-	-	3.934	(3.934)	-
Juros sobre o capital próprio (RCA de 14/12/2009)		-	-	-	(10.000)	(10.000)
Dividendos intercalares (RCA de 14/12/2009)		-	-	-	(15.000)	(15.000)
Reserva de investimentos		-	-	49.746	(49.746)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 (Reapresentado)		463.412	118.594	96.513	(18.368)	660.151
Dividendos intercalares - (RCA de 4/8/2010)		-	-	(8.000)	-	(8.000)
Aumento de capital - (AGE de 15/12/2010)		70.056	-	-	-	70.056
Lucro líquido do exercício		-	-	-	85.394	85.394
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:						
Reserva legal		-	-	3.351	(3.351)	-
Juros sobre o capital próprio - (RCA de 4/8/2010)		-	-	-	(20.000)	(20.000)
Juros sobre o capital próprio - (RCA de 28/12/2010)		-	-	-	(10.000)	(10.000)
Constituição de reserva de retenção de lucros		-	-	33.675	(33.675)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010		533.468	118.594	125.539	-	777.601

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2010	31/12/2009		Nota	31/12/2010	31/12/2009
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			Reapresentado				Reapresentado
Lucro líquido do exercício		85.394	100.243	Consumidores		(66.981)	(85.909)
Ajustes ao lucro líquido do exercício:				Impostos e contribuições sociais		(1.422)	(12.015)
Perda no valor recuperável	9	(653)	(8.285)	Taxas regulamentares	24	3.270	(2.279)
Depreciação e amortização (investimento e intangível)		74.484	69.803	Obrigações do Programa de Eficiência Energética	25	5.330	7.594
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas		43.345	71.180	Obrigações estimadas		684	(1.337)
Provisão para contingências - líquido das reversões	27	(8.591)	(16.664)	Entidade previdência privada e outras obrigações		(859)	866
Baixa do ativo financeiro e intangível		11.388	15.580	Subtotal		(156.383)	(167.575)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		14.459	28.735	Caixa líquido gerado nas atividades operacionais		57.832	148.877
Ajustes ao valor presente		3.246	598	FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Outras		4.963	-	Adições ao intangível		(170.032)	(130.458)
Subtotal		228.035	261.190	Acréscimo de obrigações especiais		66.224	16.710
(Aumento) redução nas contas do ativo				Outras		(371)	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias		11.117	6.077	Caixa líquido usado nas atividades de investimento		(104.179)	(113.748)
Estoques		(2.827)	1.257	FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Serviços em curso		(15.107)	(11.329)	Operações de mútuo com partes relacionadas - líquido		10.390	(18.644)
Cauções e depósitos vinculados a litígios		(40.786)	(7.552)	Novos empréstimos e financiamentos	22.5	27.713	87.876
Despesas pagas antecipadamente		9.768	21.962	Pagamentos de empréstimos e financiamentos- principal	22.5	(36.935)	(18.300)
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros		18.150	29.648	Integralização de Capital	29	70.056	-
Serviços prestados, rendas a receber e devedores diversos		5.865	15.199	Pagamento de juros sobre o capital próprio	30	(21.514)	(42.286)
Subtotal		(13.820)	55.262	Pagamento de dividendos	30	(8.091)	(87.630)
Aumento (redução) nas contas do passivo				Caixa líquido gerado das / (usado nas) atividades de financiamento		41.619	(78.984)
Fornecedores		(2.135)	3.735	Redução de caixa e equivalentes de caixa		(4.728)	(43.855)
Pagamento de encargos de empréstimos e financiamentos	22.5	(94.270)	(78.230)	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	6	104.319	148.174
				Caixa e equivalentes de caixa no final do período	6	99.591	104.319

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS - DVA

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2010	31/12/2009		31/12/2010	31/12/2009
1. RECEITAS		Reapresentado	8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		Reapresentado
Vendas de energia elétrica e serviços	1.432.707	1.348.031	8.1 - Pessoal	800.207	771.406
Perda no valor recuperável	652	8.286	Remunerações	68.605	62.792
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos	(6.002)	(7.102)	FGTS	57.125	47.558
Receitas relativas à construção de ativos próprios	169.612	122.920	Entidades de previdência privada	4.285	3.993
Outras receitas	29.003	6.149	Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT	3.155	2.607
Total	1.625.972	1.478.284	Convênios assistenciais e outros benefícios	5.849	6.424
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS			Diversos	5.896	4.040
(Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)			Transferências p/ordens em curso (intangível)	12.053	7.848
Energia elétrica comprada para revenda	(533.506)	(468.102)	8.2 - Impostos, taxas e contribuições	(19.758)	(9.678)
Serviços de terceiros	(100.722)	(96.411)	Governo Federal	524.798	488.763
Materiais	(3.612)	(6.242)	Governo Estadual	287.638	268.479
Despesas relativas à construção de ativos próprios	(169.612)	(122.920)	Governo Municipal	236.635	219.698
Outros	(12.379)	(374)	8.3 - Remuneração de capitais de terceiros	525	586
Total	(819.831)	(694.049)	Encargos de dívidas e variações monetárias	121.410	119.608
3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	806.141	784.235	Aluguéis e arrendamentos	82.050	83.333
4. DEPRECIÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO			Outras despesas financeiras	1.463	1.133
Depreciação e amortização	(71.489)	(62.446)	8.4 - Remuneração de capitais próprios	37.897	35.142
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3-4)	734.652	721.789	Dividendos	85.394	100.243
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA			Juros sobre o capital próprio	-	15.000
Receitas financeiras	65.555	49.617	Juros sobre o capital próprio	30.000	10.000
Total	65.555	49.617	Prejuízos acumulados decorrentes das mudanças de prática contábil	18.368	21.563
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6)	800.207	771.406	Lucros retidos	37.026	53.680

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 E EM 1º DE JANEIRO DE 2009

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. ("Companhia" ou "ENERSUL") é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada integralmente pela Rede Energia S.A., atuando na área de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão legal que abrange 328.316 km² (*), 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 810 mil (*) consumidores em 73 (*) municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia é controlada pela Rede Energia S.A. que é companhia aberta e com disponibilidade pública de suas demonstrações financeiras.

A DENERGE Desenvolvimento Energético S.A. é a empresa controladora final do grupo, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sua sede na cidade de São Paulo - SP.

A Companhia possui significativo endividamento financeiro, principalmente para investimentos no ativo imobilizado, no qual a Administração está permanentemente empenhada na reversão da situação. Dentre as ações, estão o acordo de investimento firmado com o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FI-FGTS) que visa investir na construção, modernização, reforma, manutenção, ampliação ou implantação de empreendimentos de infraestrutura; e a obtenção de renovação de linhas de crédito com instituições financeiras.

(*) Informações não auditadas.

1.1. Autorização de conclusão das demonstrações financeiras

A autorização para emissão das demonstrações financeiras ocorreu na reunião da Diretoria em 2/3/2011.

2. DAS CONCESSÕES

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 001/1997, assinado em 4/12/1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 4/12/2027, renovável por igual período.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas. As obrigações inerentes à prestação do serviço público concedido são:

- fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas do serviço, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas; e
 - dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais.
- A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:
- a) pelo advento do termo final do contrato;
 - b) pela encampação do serviço;
 - c) pela caducidade;
 - d) pela rescisão;
 - e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e
 - f) em caso de falência ou extinção da concessionária.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

2.1. Mecanismo de atualização das tarifas de fornecimento de energia elétrica dos acordos de concessão

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em 2 parcelas para fins de sua determinação:

- Parcela A: Compreende os custos "não-gerenciais" das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
 - Parcela B: Compreende os custos "gerenciais", que são os custos inerentes as operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Também inclui a remuneração do capital.
- O contrato de concessão de distribuição de energia da Companhia estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária:

• Reajuste tarifário anual: Objetiva restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela Companhia. Representa um ajuste referente as flutuações dos custos da Parcela "A" e a inflação (IGP-M) da Parcela "B" decrescido ou acrescido do Fator "X" (meta de eficiência para o próximo período).

• Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no decorrer de qualquer ano.

• Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar a cada 4 anos o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá através da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

A revisão tarifária periódica é aplicável sobre Parcela "B", tendo seu mecanismo baseado em 2 etapas. Na primeira etapa, o chamado reposicionamento tarifário, que se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes, dado um nível de qualidade do serviço e uma remuneração sobre os investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator "X", que estabelece metas de eficiência para o próximo período.

Segue abaixo o quadro ilustrativo com os componentes da receita requerida:

Parcela A	Parcela B
Encargos setoriais	Receita irre recuperável
Reserva Global de Reversão - RGR (a)	
Conta de Consumo Combustível - CCC (b)	Despesas de operação e manutenção (g)
Taxa de fiscalização - TFSEE (c)	Pessoal
Programa de incentivo às fontes alternativas de energia - PROINFA (d)	Material
Conta de Desenvolvimento Energéticos - CDE (e)	Serviços de terceiros
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f)	Despesas gerais e outras
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Encargos de transmissão	Despesas de capital
Costo das instalações de transmissão	Retas de depreciação (h)
Uso das instalações de conexão	Remuneração do capital (i)
Uso das instalações de distribuição	
Transporte de energia proveniente de Itaipu	
Compra de energia elétrica para revenda	
Contratos bilaterais de longo prazo e leilões	
Energia de Itaipu	
Contratos iniciais	
(a) Encargo pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados pela Companhia em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitando-se a 3% da receita anual. Tem finalidade principal de prover recursos para reversão/encampação dos serviços de energia elétrica, não se limitando a esses objetivos.	
(b) Encargo que visa cobrir os custos anuais de geração termelétrica, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e necessidade do uso das usinas termelétricas.	
(c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.	
(d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pela Companhia.	
(e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.	
(f) Referente à aplicação de 1,00% da receita operacional líquida anual, sendo no mínimo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.	
(g) Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.	
(h) Representa a parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados a recomposição dos investimentos realizados.	
(i) É a parcela da receita necessária para promover rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.	

A energia distribuída é substancialmente adquirida de Furnas Centrais Elétricas S.A., Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e Enerpeixe S.A., bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

Para a prestação dos serviços, objeto da concessão acima mencionada, a Companhia possui um quadro próprio de 859 (*) funcionários, 2.216 (*) prestadores de serviços e 40 (*) estagiários, em 31/12/2010.

(*) Informações não auditadas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

a. Declaração de conformidade (com relação as práticas contábeis adotadas no Brasil)

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), as quais abrangem a legislação societária brasileira, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Despacho nº 4.097, da SFEF/ANEEL, de 31/12/2010.

Essas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas (coletivamente "CPCs") emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) adotados no Brasil e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Os efeitos da adoção inicial dos CPCs estão detalhados na nota explicativa nº 5.

b. Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- Os instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

c. Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras divulgadas nas demonstrações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.2. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras, bem como na experiência da Administração. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

- Perda no valor recuperável;
- Vida útil de ativo intangível;
- Provisões;
- Passivos contingentes;
- Planos de pensão;
- Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo;
- Instrumentos derivativos.
- Ativo financeiro - concessão.

3.3. Gestão do capital

A Companhia gerencia seu capital com o objetivo de proteger a sua capacidade operacional, mantendo uma estrutura de capital que possa oferecer o maior retorno possível aos seus acionistas, no entanto sem que isto a onere.

Similar a outras companhias do mercado, a Companhia monitora seu capital com base no índice de alavancagem financeira, o qual corresponde a dívida líquida, incluindo empréstimos de curto e longo prazo, dividida pelo capital total.

Informações pertinentes aos riscos inerentes a operação da Companhia e a utilização de instrumentos financeiros para dirimir esses riscos, bem como as políticas e riscos relacionados aos instrumentos financeiros, estão descritas na nota explicativa nº 23.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Ativos e passivos financeiros:

a. Reconhecimento e Mensuração: A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas demonstrações financeiras quando, e apenas quando, ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo, e após o reconhecimento inicial, a Companhia mensura os ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, somados aos custos de transação que sejam diretamente atribuídos à aquisição ou emissão do ativo ou passivo financeiro, pelo custo ou pelo custo amortizado, quando esses instrumentos financeiros são classificados de acordo com sua data de liquidação (mantidos até o vencimento e empréstimos e recebíveis).

b. Classificação: A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias: (i) Mensurados ao valor justo por meio do resultado, (ii) Mantidos até o vencimento, (iii) Empréstimos e recebíveis, (iv) Disponível para a venda.

i. Mensurados ao valor justo por meio do resultado: são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Os derivativos também são caracterizados com mantidos para negociação, a menos que tenha sido designado como instrumento de proteção (*hedge*);

ii. Mantidos até o vencimento: são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento.

iii. Empréstimos e recebíveis: são ativos e passivos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo.

iv. Disponível para Venda: são ativos e passivos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima.

c. Avaliação de recuperabilidade de ativos financeiros: Os ativos financeiros são avaliados a cada data do balanço, identificando se são totalmente recuperáveis ou se há perda de *impairment* para esses instrumentos financeiros.

Caixa e Equivalentes de Caixa: Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis. Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, alta liquidez, que são prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

Consumidores: Incluem o fornecimento de energia elétrica faturado e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica conforme montantes disponibilizados pela CCEE.

Perda no valor recuperável (*impairment*): Constituída após avaliação sobre a existência de evidência objetiva acerca da possibilidade de perda no valor recuperável das contas a receber. Tal evidência é advinda de eventos ocorridos após o reconhecimento do ativo que afetem o fluxo de caixa futuro estimado, tendo como base a experiência da Administração. A análise sobre a evidência é feita individualmente para casos mais significativos e coletivamente para os demais casos.

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com as rubricas "Consumidores" e "Impostos e Contribuições Sociais a Compensar". As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes às utilizadas pelo mercado, e a taxa WACC do setor elétrico para os casos referentes a assuntos regulatórios.

Estoque (inclusive do ativo imobilizado em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: Inclui propriedades para investimentos que representam os bens não utilizados no objetivo da concessão, mantidos para valorização ou renda.

Intangível: Incluem o direito de uso dos bens integrantes dos contratos de concessão até o final da concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos esperados dentro do prazo da concessão, e é reconhecida na rubrica de Custo de Operação e Despesas Operacionais.

Contratos de concessão: Os contratos de concessão são reconhecidos como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível dos contratos de concessões representa o custo amortizado dos bens que compõem a concessão limitados ao final da concessão. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração.

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica: Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Financeiro e Ativo Intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

Subvenção e assistência governamental: A partir de 1/1/2008, as subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática. Os valores a serem apropriados no resultado serão destinados a Reserva de Incentivos Fiscais. Atualmente a Companhia não possui subvenções e assistências governamentais.

Teste de recuperabilidade econômica (*Impairment*): Todo final de período a Companhia avalia se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão (ativo financeiro e intangível) estejam desvalorizados, sendo levado em conta fatores internos e externos. Caso existam evidências, o teste de recuperabilidade econômica é realizado. Ativos intangíveis com vida útil indefinida e, ainda os não disponíveis para uso são testados anualmente, sempre na mesma data, independente da existência de evidências.

A Companhia utiliza o valor em uso como métrica de cálculo do valor recuperável, pois em sua maioria, os testes de recuperabilidade são realizados no nível de concessão, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 12,81%, que representa o WACC real setorial.

Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo da Companhia e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciado normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

Empréstimos, financiamentos e debêntures: Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos/financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

Custo de empréstimos: Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a Companhia incorre em gastos, custos de empréstimos e as atividades de construção estejam iniciadas, cessando quando substancialmente todas as atividades necessárias estiverem completas. Para empréstimos específicos, o montante capitalizado é o efetivamente incorrido sobre tais empréstimos durante o período, deduzidos de qualquer receita financeira decorrente do investimento temporário dos mesmos. Para empréstimos genéricos, aplica-se a taxa ponderada dos respectivos custos sobre o saldo vigente, aplicando esta taxa sobre o valor do ativo em construção, sendo esta capitalização limitada ao valor recuperável do ativo.

Provisões para contingências: Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

Outros direitos e obrigações: Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e contribuição social: A provisão para imposto de renda e contribuição social corrente é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou, o passivo liquidado. Tais ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

De acordo com o art. 15 da Lei 11.941/2009, que institui o Regime Tributário de Transição ("RTT") de apuração do Lucro Real, a Companhia considerou a opção pelo RTT aplicável ao biênio 2008-2009, por meio do envio da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica - DIPJ 2009, relativo ao ano-calendário de 2008. A partir do ano-calendário de 2010, a adoção ao RTT passou a ser obrigatória.

Plano de aposentadoria e pensão: A Companhia possui plano de aposentadoria e pensão, sendo este contabilizado conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. O plano de contribuição definida é aquele que a Companhia paga contribuições fixas a uma entidade separada, não tendo a obrigação legal ou não formalizada de pagar contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar todos os benefícios devidos. Já o de benefício definido compreende todos os planos que não sejam classificados como contribuição definida.

A contribuição da Companhia para o plano de contribuição definida é reconhecida na demonstração do resultado como Pessoaal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido. O plano de benefício definido tem sua contabilização baseada em avaliações atuárias sendo o valor presente das obrigações calculado pelo Método Unitário Projetado. A Com-

panhia se utiliza de atuários qualificados independentes anualmente.

Receita líquida de vendas: As receitas de fornecimento de energia elétrica são mensuradas com base no regime de competência, sendo reconhecida no momento em que os riscos e benefícios são transferidos, ou seja, no momento da entrega da energia. Assim, inclui a quantificação estimada do fornecimento de energia elétrica da última medição (emissão fatura) até o encerramento das demonstrações financeiras.

Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Receita e custo de construção: O custo de construção das obras relativas a distribuição de energia elétrica, é baseado na percentagem completada da obra, sendo determinada com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de construção, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: O resultado básico por ação deve ser calculado dividindo-se o lucro ou prejuízo do exercício (o numerador) pelo número médio ponderado de ações em poder dos acionistas, menos as mantidas em tesouraria (denominador).

Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRS emitidas pelo IASB (International Accounting Standards Board) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2010, sendo elas:

- Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Vigência 1/1/2012;
- Emenda da IAS 24 - Partes relacionadas (CPC 05): Divulgação de partes relacionadas com o Governo. Vigência 1/1/2011;
- IFRS 9 - Instrumentos financeiros: Classificação de ativos financeiros e contabilização de passivos financeiros designados como mensurados pelo valor justo por meio do resultado. Vigência 1/1/2013;
- Emenda da IFRIC 14 - IAS 19 - Limite de um ativo de benefício definido, requisitos de fundamento mínimo e sua interação (CPC 33 - Interpretação A): Esclarecimento sobre pagamentos antecipados. Vigência 1/1/2011.

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes às IFRSs acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

Reclassificações e correções: Algumas reclassificações e correções foram efetuadas para melhor apresentação das demonstrações financeiras comparativas, conforme o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Demonstrações dos resultados abrangentes: As demonstrações dos resultados abrangentes não estão sendo divulgadas, uma vez que a Companhia não apurou transações que envolvam registros em outros resultados abrangentes que impactam o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

5. PRIMEIRA ADOÇÃO DOS CPCs CONVERGENTES AS IFRS

5.1. ICPC 01 - Contratos de concessão (IFRIC 12)

Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/09, que delibera a ICPC 01 - Contratos de Concessão.

O escopo da ICPC 01 abrange contratos de concessões de serviços públicos de entidades privadas, onde o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados a concessão. O poder concedente controla os ativos quando esse:

- a) Controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infra

5.4. Reconciliação do balanço patrimonial de 1/1/2009 e 31/12/2009

	1/1/2009			31/12/2009		
	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado
ATIVO						
ATIVO CIRCULANTE						
(-)Perda no valor recuperável (a).....	(43.414)	(6.101)	(49.515)	(30.318)	(10.912)	(41.230)
Impostos e contribuições sociais diferidos (b).....	1.016	(1.016)	-	484	(484)	-
Ativos regulatórios (c).....	53.412	(53.412)	-	15.114	(15.114)	-
Outros.....	12.882	(1)	12.881	11.056	(1)	11.055
Total do ativo circulante	516.665	(60.530)	456.135	433.101	(26.511)	406.590
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Consumidores.....	22.178	(27)	22.151	31.604	(27)	31.577
Cauções e depósitos vinculados.....	8.355	(1)	8.354	-	-	-
Impostos e contribuições sociais diferidos (d).....	264.727	21.586	286.313	249.597	9.946	259.503
Ativos regulatórios (c).....	11.356	(11.356)	-	13.226	(13.226)	-
Ativo financeiro - concessões (e).....	-	97.624	97.624	-	115.696	115.696
Outros.....	7.424	(3.749)	3.675	5.783	(3.749)	2.034
Total do realizável a longo prazo	420.517	104.077	524.594	439.750	108.640	548.390
Imobilizado - líquido (e).....	815.906	(815.906)	-	841.235	(841.235)	-
Intangível - líquido (e).....	43.256	718.282	761.538	46.291	725.539	771.830
Total do ativo não circulante	1.279.679	6.453	1.286.132	1.327.276	(7.056)	1.320.220
ATIVO TOTAL	1.796.344	(54.077)	1.742.267	1.760.377	(33.567)	1.726.810
PASSIVO CIRCULANTE						
Impostos e contribuições sociais diferidos (b).....	1.386	(1.386)	-	1.386	(1.386)	-
Consumidores - devolução tarifária (c).....	-	62.412	62.412	-	76.457	76.457
Passivos regulatórios (c).....	66.881	(66.881)	-	84.827	(84.827)	-
Outros.....	4.518	(1)	4.517	-	-	-
Total do passivo circulante	340.683	(5.856)	334.827	337.046	(9.756)	327.290
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Impostos e contribuições sociais diferidos (b).....	10.844	1.386	12.230	12.340	1.386	13.726
Consumidores - devolução tarifária (c).....	-	90.717	90.717	-	14.865	14.865
Passivos regulatórios (c).....	100.561	(100.561)	-	21.862	(21.862)	-
Outros.....	4.045	168	4.213	3.652	168	3.820
Total do passivo não circulante	785.822	(8.290)	777.532	744.812	(5.443)	739.369
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Prejuízos acumulados.....	-	(39.931)	(39.931)	-	(18.368)	(18.368)
Total do patrimônio líquido	669.839	(39.931)	629.908	678.519	(18.368)	660.151
PASSIVO TOTAL	1.796.344	(54.077)	1.742.267	1.760.377	(33.567)	1.726.810

(a) O CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, altera os critérios de mensuração da antiga provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD), agora denominada de perda no valor recuperável (*impairment*). O montante registrado no balanço de abertura foi incrementado em R\$ 6.101 (R\$ 10.912 em 31/12/2009) no circulante de acordo com a nova metodologia de mensuração.

(b) Segundo o CPC 32 - Tributos sobre o lucro, o saldo de ativo diferido no montante de R\$ 1.016 (R\$ 484 em 31/12/2009) e passivo diferido no montante de R\$ 1.386 (R\$ 1.386 em 31/12/2009) devem ser classificados integralmente no balanço de abertura como não circulante.

(c) Alguns ativos e passivos regulatórios não atendem a definição de ativo e passivo segundo a Estrutura Conceitual Básica (*Framework*). O saldo do ativo regulatório no balanço de abertura foi reduzido em R\$ 53.412 no circulante (R\$ 15.114 em 31/12/2009) e R\$ 11.356 no não circulante (R\$ 13.226 em 31/12/2009). Parte do saldo do passivo regulatório circulante no balanço de abertura foi reclassificado para Consumidores - devolução tarifária no montante de R\$ 62.412 (R\$ 76.457 em 31/12/2009) e no não circulante R\$ 90.717 (R\$ 14.865 em 31/12/2009). O saldo restante do passivo regulatório no balanço de abertura foi reduzido em R\$ 4.469 (R\$ 8.370 em 31/12/2009) e no não circulante foi reduzido em R\$ 9.844 (R\$ 6.997 em 31/12/2009).

(d) O saldo do ativo fiscal diferido não circulante foi ajustado pelo reconhecimento dos efeitos fiscais dos ajustes. O ativo fiscal diferido foi incrementado no balanço de abertura em R\$ 20.570 (R\$ 9.462 em 31/12/2009).

(e) Conforme mencionado no item 5.2, os ativos que representam os bens das concessões foram reclassificados do ativo imobilizado para o ativo intangível no balanço de abertura no montante de R\$ 718.282 (R\$ 725.539 em 31/12/2009) e para o ativo financeiro - bens da concessão R\$ 97.624 (R\$ 115.696 em 31/12/2009).

5.5. Reconciliação do patrimônio líquido em 1/1/2009 e 31/12/2009

	1/1/2009	31/12/2009
Patrimônio líquido - originalmente divulgado	669.839	678.519
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios.....	(50.455)	(12.974)
Baixa de crédito prescrito PIS.....	(3.749)	(3.749)
Perda no valor recuperável (<i>impairment</i>).....	(6.101)	(10.912)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ajustes	20.570	9.462
Outros.....	(196)	(195)
Patrimônio líquido após ajustes de mudança de prática contábil e correções	629.908	660.151

5.6. Reconciliação da demonstração do resultado do exercício de 2009

	Práticas contábeis anteriores	Efeito da mudança de prática	Saldos ajustados
RECEITA OPERACIONAL (a) (b).....			
Deduções da receita operacional (b).....	1.363.868	113.232	1.477.100
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	432.774	4.076	(428.698)
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	931.094	117.308	1.048.402
Energia elétrica comprada para revenda (b).....	(418.339)	30.409	(387.930)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição (b).....	(98.958)	18.786	(80.172)
CUSTO DE OPERAÇÃO	(517.297)	49.195	(468.102)
Serviços de terceiros			
Serviços de terceiros.....	(67.140)	1	(67.139)
Depreciação e Amortização (f).....	(53.463)	7.345	(46.118)
Custo de construção (a).....	-	(122.920)	(122.920)
CUSTO DE OPERAÇÃO	(183.520)	(115.574)	(299.094)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	229.965	50.929	280.894
DESPESAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas (c).....	5.404	(4.810)	594
Despesas gerais e administrativas (b) (f) (h).....	(54.650)	(9.303)	(63.860)
Outras despesas operacionais (b).....	6.067	42	6.109
DESPESAS OPERACIONAIS	(43.179)	(13.798)	(56.977)
RESULTADO DO SERVIÇO	179.684	37.131	216.815
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	186.786	37.171	223.917
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas financeiras (d).....	55.992	(6.375)	49.617
Despesas financeiras (d) (g).....	(128.657)	10.182	(118.475)
RESULTADO FINANCEIRO	(72.665)	(3.807)	(68.858)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL			
Diferido (e).....	107.019	40.938	147.957
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(17.627)	(11.108)	(28.735)
Diferido (e).....	(36.606)	(11.108)	(47.714)

estrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e b) Controla qualquer participação residual significativa na infra estrutura, no final do prazo da concessão.

Assim, segundo a ICPC 01, as concessionárias têm 2 atividades:

- a) Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 - Contratos de Construção; e
 - b) Operação e manutenção: A receita é reconhecida de acordo com o CPC 30 - Receitas, no momento em que os riscos e benefícios são transferidos. Os gastos com manutenções são reconhecidos como despesas e, com ampliação capitalizadas.
- A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:
- a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários

14. OUTROS ATIVOS

	Circulante			Não circulante		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Adiantamentos a empregados.....	829	906	587	-	-	-
Adiantamentos a fornecedores.....	1.591	267	20	-	-	-
Cheques devolvidos.....	396	326	333	-	-	-
Padrão baixa renda.....	1.573	2.802	1.214	-	-	-
Dispêndios a reembolsar.....	1.595	1.791	1.448	-	-	-
Programa eficiência energética.....	1.943	2.148	2.252	-	-	-
RGR a compensar.....	-	-	604	-	-	-
Desativações em curso (a).....	1.079	799	5.057	-	-	-
Ativos mantidos para venda.....	450	472	-	-	-	-
Agentes Arrecautores.....	2.116	-	-	-	1.005	1.005
Processo administrativos - COFINS.....	-	-	-	-	-	2.670
Despesas pagas antecipadamente.....	113	420	919	-	-	-
Títulos de capitalização.....	1.075	-	-	1.548	1.029	-
Outros créditos a receber.....	-	-	-	-	-	-
Total	12.760	11.125	12.881	1.548	2.034	3.675

(a) Refere-se às desativações relativas às UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao imobilizado ou realização.

15. PARTES RELACIONADAS

A Companhia adota práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação. A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia, conforme regras previstas em nosso Estatuto Social. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, deliberacionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em qualquer acionista de matéria em que tenha interesses operantes com os da Companhia.

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

O Acordo de Acionistas firmado entre o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço ("FI-FGTS"), representado pela Caixa econômica Federal (CEF), a DENNERGE - Desenvolvimento Energético S.A. ("DENNERGE") e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP"), ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia.

A Administração da Companhia acompanha tempestivamente (mensal) esses limites operacionais, como forma de monitoramento e remediação com o FI-FGTS, quando necessário.

Em 31/12/2010, os limites operacionais do acordo foram atendidos.

15.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Receitas financeiras.....		3.323	2.912	5
Despesas financeiras.....		(1.093)	(320)	-
Custo na compra de energia elétrica (a):				
Caiuá Distribuição	Coligada	4.542	4.110	-
Centrais Elétricas	Coligada	1.492	1.537	184
Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	6.034	5.647	184

SALDOS ATIVOS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Valores a recuperar:			
Caiuá Distribuição	Coligada	-	69
de Energia S.A.....	Coligada	-	36
Empresa Elétrica Brangatina S.A. Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. Cia. Força e Luz do Oeste.....	Coligada	-	18
Companhia Nacional de Energia Elétrica.....	Coligada	-	10
Centrais Elétricas	Coligada	-	17
Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	-	53
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	Coligada	-	92
Total		295	

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Conta corrente (b):			
Companhia Nacional de Energia Elétrica.....	Coligada	-	1.494
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	Coligada	22.594	23.549
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	-	14.884
Total		22.594	39.927

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Valores a recuperar:			
Caiuá Distribuição de Energia S.A. Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	517	319
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	190	123
Total		707	442

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Juros sobre capital próprio a pagar:			
Rede Power Energia S.A.....	Coligada	3.381	-
Rede Energia S.A.....	Controladora	5.113	-
Total		8.494	32.274

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Dividendos			
Rede Power Energia S.A.....	Coligada	-	12.117
Rede Energia S.A.....	Controladora	-	15.561
Total			27.678

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Conta corrente (b):			
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS.	Coligada	-	9.365
Total			9.365

(a) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal de nossos negócios, nossas empresas compram e vendem energia entre si nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica e CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado. Algumas de nossas geradoras também celebraram CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD - Contratos de Uso do Sistema de Distribuição para conexão e uso do sistema de distribuição de nossas distribuidoras.

(b) Conta corrente

Contrato Multilateral de Mútuo entre as Geradoras e Não Concessionárias (Mutuantes e as Distribuidoras (Mutuárias))

As empresas Geradoras e Não Concessionárias (mutuantes) darão em empréstimos, recursos financeiros dentro dos limites para o saldo credor estabelecidos no contrato, às Distribuidoras (mutuárias), na medida de suas necessidades de forma sucessiva e contínua, com remuneração sobre o saldo devedor calculado com base em 100% do CDI. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor, as Distribuidoras, por sua vez, somente poderão realizar operações de conta-corrente na condição de tomadoras dos empréstimos perante as Geradoras e Não Concessionárias.

As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses, vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.

Este contrato e seus respectivos aditamentos foram devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as Distribuidoras que na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, dentro dos limites para o saldo credor estabelecidos no contrato.

A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA foi incluída no contrato na condição de mutuária, somente podendo receber recursos das demais distribuidoras.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.

Este contrato e seus respectivos aditamentos foram devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

15.2. Remuneração dos administradores

A remuneração total dos administradores para o exercício de 2010 foi de R\$ 4.474 (R\$ 5.167 em 2009), que corresponde em sua totalidade a benefícios de curso.

No exercício de 2010 não existem benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

15.3. Compartilhamento de Infraestrutura

Atualmente as empresas do Grupo Rede Energia compartilham as atividades, equipamentos e instalações de modo que as despesas são repassadas para as empresas através de contratos e aditamentos devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira quando necessário.

Compartilhamento de aeronave: Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL no qual todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas e suportadas na Caiuá Distribuição, detentora da aeronave, e repassadas mensalmente às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é indeterminada e possui anuência da ANEEL através do Despacho nº 4.399/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2010, foram de R\$ 581.

Compartilhamento de escritório comercial em Brasília: Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes ao escritório são apurados e suportados pela EDEVP e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 22/7/2013 e possui anuência da ANEEL através do Despacho nº 1.812/2010. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2010, foram de R\$ 36.

Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação: Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 39 referentes a infra-estrutura de telefonia e comunicação são suportados pela Caiuá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 29/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL através do Ofício nº 1.706/2007 e nº 994/2009. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2010, foram de R\$ 68.

Compartilhamento de infraestrutura para os processos de faturamento e arrecadação em Bragança Paulista: Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes aos processos de faturamento e arrecadação são apurados e suportados pela EEB e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 8/3/2011 e possui dispensa de anuência da ANEEL através do inciso IV, do artigo 3º da Resolução nº 334/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2010, foram de R\$ 13.

16. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Tesouro nacional (a).....	5.943	5.487	5.544
Bradesco - CDB.....	173	2.900	2.614
Banco do Brasil - CDB.....	-	216	196
Caixa Econômica Federal - FI Caixa (b).....	37.825	-	-
Total	43.941	8.603	8.354

(a) Refere-se à caução dada em garantia dos empréstimos com o Tesouro Nacional, a qual é corrigida pela taxa de juros de 0,81% a.a., mais taxa LIBOR semestral e variação cambial, sendo as datas de vencimento em 11/4/2024 e 15/4/2024.

(b) Refere-se a valor na Caixa Econômica Federal - FI Caixa, sendo destinado a investimentos em linhas de distribuição.

17. INVESTIMENTOS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Outros Investimentos.....	356	-	-
Total	356	-	-

Refere-se a bens destinados a uso futuro.

18. ATIVO INTANGÍVEL E ATIVO FINANCEIRO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Os bens relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo intangível e ativo financeiro e estão representados como segue:

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Ativo intangível.....	779.528	771.830	761.538
Ativo financeiro.....	133.306	115.696	97.624
Total	912.834	887.526	859.162

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
(-) Amortização			
Custo			
Terrenos.....	2.127	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	68.431	(35.270)	29.894
Máquinas e equipamentos.....	1.842.270	(813.031)	882.951
Veículos.....	15.276	(10.723)	4.553
Móveis e utensílios.....	5.733	(3.580)	2.153
Serviços.....	1.853	-	-
Softwares.....	90.948	(64.410)	26.538
(-) Obrigações vinculadas à concessão ..	(383.706)	104.368	(259.109)
Subtotal	1.642.932	(822.646)	686.980

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Em curso:			
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	743	-	743
Máquinas e equipamentos.....	74.456	-	74.456
Veículos.....	4.611	-	4.611
Móveis e utensílios.....	140	-	140
Material em depósito.....	15.000	-	15.000
Serviços.....	-	-	-
Softwares.....	11.615	-	11.615
Outros.....	-	-	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão ..	(14.017)	-	(14.017)
Subtotal	92.548	-	92.548
Total	1.735.480	(822.646)	779.528

Faixas de servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como estas têm vida útil indefinida não são amortizados, apenas sujeitos a teste de recuperabilidade econômica anual.

Software: são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente.

O intangível em curso de contratos de concessão refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Incluem itens incorporados através de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais. O arrendamento financeiro reconhecido na transição da Lei 11.638/2007 encontra-se totalmente depreciado.

Por atividade, os bens que compõe o ativo intangível dos contratos de concessão são constituídos da seguinte forma:

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Taxas médias de amortização (*)			
Custo			
(-) Ativo financeiro líquido			
(-) Amortização acumulada			
Subtotal			
(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida			
Valor líquido			
Valor líquido			
Valor líquido			

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Em serviço:			
Distribuição.....	3,97%	1.784.535	(130.088)
Comercialização.....	10,21%	17.562	(420)
Administração.....	8,83%	223.208	(2.775)
Não vinculadas a concessão.....	3,73%	1.333	(23)
Subtotal		2.026.638	(133.306)
Em curso:			
Distribuição.....		92.688	-
Comercialização.....		-	-
Administração.....		13.877	-
Subtotal		106.565	-
Total		2.133.203	(133.306)

(*) A taxa média é calculada considerando a despesa de amortização do exercício dividida pelo saldo médio anual do intangível.

As taxas de amortização são determinadas com base nas principais taxas anuais de amortização por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 367/2009, sendo as seguintes:

Taxas anuais de depreciação %	
Equipamento geral.....	10,00
Reservatórios, barragens e adutoras.....	2,00
Turbina hidráulica.....	2,50

Distribuição:

Barragem de capacitores.....	5,00 - 6,70
Chave de distribuição.....	3,30 - 6,70
Condutor do sistema.....	2,50 - 5,00
Estrutura do sistema.....	2,50 - 5,00
Regulador de tensão.....	3,50 - 4,80
Transformador de distribuição.....	5,00

Comercialização:

Equipamento geral.....	10,00
Edificações.....	4,00

Administração central:

Veículos.....	20,00
Equipamento geral.....	10,00

Dos bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26/2/1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, 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 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens

A mutação dos bens da concessão, representados pelo ativo intangível e ativo financeiro está demonstrada abaixo:

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Em serviço:			
Custo			</

	Ativo intangível			Ativo financeiro			Total		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Participação do consumidor.....	(32.052)	(32.306)	(27.440)	(1.564)	(573)	(9.345)	(33.616)	(32.880)	(36.785)
Participação da União.....	(18.786)	(19.334)	(30.914)	(13.276)	(13.663)	-	(32.062)	(32.996)	(30.914)
Participação do Estado.....	(20.964)	(22.050)	(24.155)	(420)	(420)	(424)	(21.384)	(22.469)	(24.579)
Participação dos Municípios.....	(738)	-	-	(13)	-	(33)	(751)	-	(33)
Doações e subv. destinadas a invest.									
do serv. concedido.....	(95.165)	(95.625)	(97.335)	(3.155)	(2.643)	(2.570)	(98.320)	(98.268)	(99.905)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	(2.864)	(3.012)	(2.353)	(57)	(57)	(57)	(2.921)	(3.071)	(2.410)
Universalização do serviço público									
de energia elétrica (a).....	(102.557)	(77.704)	(70.461)	(1.744)	(1.289)	(1.095)	(104.301)	(78.993)	(71.556)
Total.....	(273.126)	(250.031)	(252.658)	(20.229)	(18.645)	(13.524)	(293.355)	(268.677)	(266.182)

Vide item Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Luz para Todos".

Teste de recuperabilidade econômica

A Companhia efetuou o teste de recuperabilidade econômica dos ativos: intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 (R1) - Redução ao valor recuperável de ativos. O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Para as projeções do modelo de fluxo de caixa, utilizou-se as seguintes principais premissas:

- Relação histórica entre o crescimento da energia vendida (MWh) e o da economia, dado pelo PIB;

- Para o cenário econômico futuro e variáveis macroeconômicas, utilizou-se estudos desenvolvidos por meio de modelos econométricos e outros dados de mercado disponíveis;

- Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente por meio de uma taxa média, representativa do custo médio ponderado de capital.

- Os valores apurados se mostraram suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

18.1. Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica

A ANEEL, através da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, com as alterações contidas nas Resoluções nº 52 de 25 de março de 2004, nº 73 de 9 de julho de 2004, nº 79 de 30 de agosto de 2004 e nº 175 de 28 de novembro de 2005 alterada pela resolução nº 365 de 19 de maio de 2009, estabeleceu as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com as alterações contidas na Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, no atendimento à parcela da população localizada nas áreas urbanas e rurais, que não tinham acesso a esse serviço público.

Por força do Decreto Presidencial nº 4.873, de 11/11/2003, a área urbana já alcançada o ano limite para a universalização que foi 2008. A partir dessa data, todas as solicitações para o atendimento de novas ligações na área urbana com carga instalada até 50 kw, em qualquerquer município da concessão, passaram a ser atendidas pela Concessionária sem custos para o consumidor. Para a área rural, o horizonte estabelecido para atingir a universalização é o ano de 2010.

Na área urbana foram realizados, de 2004 a 2008, atendimentos em todos os municípios da área de concessão, de acordo com a Resolução da ANEEL nº 223/2003 e Resolução da ANEEL nº 456/2000, com atendimento a 138.590 domicílios, o que representou o atendimento a 100% da universalização urbana. Além desses domicílios, no biênio 2009/2010 foram ligados mais 61.669(*), atendendo o crescimento vegetativo na área urbana.

Na área rural, no período 2004 a 2010, exceto o Programa Luz para Todos, foram atendidos 8.897 (*) novos clientes.

Programa luz para todos

Ainda com o objetivo de promover a universalização do acesso à energia elétrica, o Governo Federal iniciou em 2003, através do Decreto Presidencial nº 4.873, de 11/11/2003, o Programa Luz para Todos, com o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. Em função do crescimento das demandas em todo o Brasil, o Governo Federal prorrogou o programa até o ano de 2010 através do Decreto nº 6.342 de 25/4/2008 finalmente em 5/10/2010 através do Decreto 7.324 foi prorrogado para 31/12/2010 a prazo de execução do Programa com o objetivo de garantir a universalização das ligações destinadas ao atendimento que tenham sido contratadas ou estejam em processo de contratação até 30/10/2010.

A Companhia é signatária dos seguintes contratos:

No período de 2004 a 2010, o Programa Luz Para Todos atendeu 34.030 (*) domicílios rurais, com aplicação de R\$ 280.030.

A Enersul atingiu 100,16%(*) da meta de ligações acordadas com o MME e a ANEEL para o período.

Em 2010 foram investidos na Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica R\$ 44.970, no Programa Luz Para Todos, para a ligação de 4.553(*) consumidores.

Para a execução do Programa Luz para Todos foram assinados os seguintes instrumentos:

- 2004: Contratos Projetos Pioneiros (UPP 0025/2004 a UPP 0028/2004) com a Eletrobrás, no valor de R\$ 1.368, sendo R\$ 1.163 de CDE e R\$ 205, de recursos próprios, a Companhia recebeu R\$ 1.056 de CDE.

- 2004 e 2005: Contrato ECFS-024 e seus aditivos ECFS-024A, ECFS-024B no valor de R\$ 45.638, sendo R\$ 20.689 de CDE, R\$ 18.103 de RGR e R\$ 6.846 de recursos próprios. Deste contrato, encerrado fisicamente desde dezembro de 2005 a Companhia recebeu R\$ 18.604 de CDE e R\$ 16.281 de RGR.

- 2005: Contrato ECF-2480/2005, no valor de R\$ 893, para adequação da Subestação Fazenda Itamarati de 138kV para atendimento ao Assentamento Itamarati. Foram liberados, no total, R\$ 89 em 2005 e R\$ 525 em 2007.

- 2006 e 2007: Contrato ECFS-097 e seus aditivos ECFS-097A, ECFS-097B no valor de R\$ 105.161, sendo R\$ 47.673 de CDE, R\$ 41.714 de RGR e R\$ 15.774 de recursos próprios. Deste contrato, encerrado fisicamente em 6/12/2007, a Companhia recebeu R\$ 44.347 de CDE e R\$ 38.804 de RGR.

- 2008 e 2009: Contrato ECFS-225 e seu aditivo ECFS-225A, no valor de R\$ 68.857, sendo R\$ 34.429 de CDE, R\$ 24.100 de RGR e R\$ 10.328 de recursos próprios. Deste contrato, a Companhia recebeu até o momento R\$ 30.986 de CDE e R\$ 21.690 de RGR.

- 2004 a 2007: Convênio 002/04 com o Governo do Estado do Mato Grosso do Sul no valor de R\$ 20.100, sendo R\$ 17.530 para a cobertura da participação do Governo do Estado na 1ª e 2ª tranches do Programa e R\$ 2.570 de recursos próprios. Deste convênio, a empresa recebeu R\$ 8.880.

- 2009 - Contrato ECFS-274, no valor de R\$ 75.144, sendo R\$ 37.572 de CDE, R\$ 26.300 de RGR e R\$ 11.272 de recursos próprios. Deste contrato, a empresa recebeu até o momento, R\$ 25.327 de CDE e R\$ 17.729 de RGR.

O Programa Luz Para Todos, considerando os Projetos Pioneiros, 1ª, 2ª e 3ª Tranches, beneficiou com energia elétrica 29.470(*) domicílios rurais na área de concessão da Enersul, assim distribuídos: 11.117(*) em assentamentos, 11.853(*) clientes convencionais, 6.386(*) em aldeias indígenas e 114(*) em comunidades quilombolas. Para isso, foram construídos 12.509(*) km de rede de alta tensão, 1.145(*) km de adição de fase, 816(*) km de recondução e instalados 15.285(*) transformadores e 50(*) equipamentos (Bancos Reguladores, Religadores e Bancos Capacitores).

A 4ª Tranche do Programa Luz Para Todos encontra-se em andamento e contempla o atendimento a 7.558(*) domicílios rurais, com a construção de 3.060(*) km de rede de alta tensão, 260(*) km de adição de fase, 220(*) km de recondução, e instalação de 3.540(*) transformadores e 13(*) equipamentos (Bancos Reguladores, Religadores e Bancos Capacitores). Para tanto, serão investidos R\$ 75.144. Até o dia 31 de dezembro 2010 foram ligados 4.560(*) domicílios e investidos R\$ 46.400.

(*) Informações não auditadas.

18.2. Considerando a renovação do contato de concessão - não registrado nas demonstrações financeiras (informação suplementar) (*)

Conforme mencionado na nota explicativa nº 5, considerando a renovação da concessão em 2027, a posição para o ativo intangível e o ativo financeiro seria:

	Não auditado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Ativo intangível.....	908.854	883.965	855.530
Ativo financeiro.....	3.980	3.561	3.632
Total.....	912.834	887.526	859.162

(*) Informações não auditadas.

18.3. Ação - Incorporação de controladora

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Atividades não vinculadas à concessão			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	343.951	343.951	343.951
(-) Amortização acumulada do ágio.....	(118.594)	(96.788)	(74.878)
(-) Amorização fiscal (nota 11.2).....	(225.357)	(247.163)	(269.073)
	-	-	-

O ágio é proveniente da incorporação, em abril de 2005, da parcela cindida da anterior controladora Magistra Participações S.A., representada pelo ágio pago por esta quando da aquisição de ações de emissão da Companhia, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/1999 e 349/1999 e que, conforme determinação da ANEEL, será amortizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia.

18.4. Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em virtude do disposto na Resolução ANEEL nº 001, de 24/12/1997 e Deliberação CVM nº 193, de 11/7/1996, os juros, as variações monetárias, e os demais encargos financeiros e as receitas auferidas do exercício findo em 31/12/2010, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no imobilizado em curso, estão registrados como custo desse ativo, no montante de R\$ 1.291 (R\$ 4.195 em 31/12/2009).

19. FORNECEDORES

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Suprimento de energia elétrica:			
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.			
- ELETRONORTE.....	2.073	2.107	1.838
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás..	15.396	15.628	16.346
Companhia Energética de São Paulo - CESP...	2.687	2.359	2.132
Companhia Hidroelétrica			
do São Francisco - CHESF.....	3.816	3.538	3.247
Copel Geração S.A.....	1.452	1.476	1.284
Light Energia e Serviços de Eletricidade.....	409	398	362
Duke Energy International Geração.....	645	656	570
Furnas Centrais Elétricas S.A.....	6.387	5.705	5.237
CEMIG Geração e Transmissão S.A.....	1.833	1.655	1.307
Enertade.....	4.060	4.266	3.872
Pantanal.....	3.543	3.608	2.646
Enerpeixe S.A.....	8.359	8.782	8.367
Energest.....	124	127	110
Companhia de Geração Transmissão			
de Energia Elétrica - CGTEE.....	1.062	-	-
Outros.....	5.629	3.886	1.427
Subtotal.....	57.475	54.191	48.775

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Compra de energia elétrica:			
Energia livre - CCEE.....	2.468	12.260	4.186
Energia no curto prazo - CCEE.....	9	694	3.857
Subtotal.....	2.477	12.954	8.043
Encargos de uso da rede elétrica.....	11.961	11.180	8.366
Materiais e serviços.....	31.221	25.880	24.727
Total.....	103.134	104.205	89.911

20. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
ICMS.....	21.548	18.275	21.691
PIS.....	3.406	1.461	1.477
COFINS.....	15.686	6.732	6.784
IRRF.....	529	570	200
IRRF sobre Juros sobre Capital Próprio.....	1.500	-	5.700
ISS.....	639	607	537
INSS.....	1.926	1.570	1.491
Outros.....	523	515	1.195
Total.....	45.757	29.730	39.075

21. CONSUMIDORES - DEVOLUÇÃO TARIFÁRIA

Na reunião pública ocorrida no dia 7/4/2008, a ANEEL decidiu pelo parcelamento da compensação gerada pela redução da Base de Remuneração Regulatória - BRR de 2003 em até 36 meses de forma a anular aumentos tarifários resultantes de repasse de CVA, com base nas simulações realizadas. Se confirmada as premissas, o saldo remanescente será suficiente para evitar que haja aumento tarifário em 2009 e, ainda, para suavizar ou até mesmo evitar que haja elevação tarifária em 2010. Vale ressaltar que as simulações foram feitas levando-se em consideração o cenário mais provável de evolução da média dos custos de geração e de transmissão e com encargos setoriais, além das previsões do Banco Central para os índices de inflação. Essa compensação será remunerada pela taxa SELIC.

O reposicionamento foi o principal resultado da revisão tarifária e decorreu da aferição pela ANEEL dos custos operacionais eficientes, através da metodologia Empresa de Referência - ER, da avaliação dos investimentos prudentes, através da BRR e do reconhecimento de custos não gerenciáveis, Parcela A. No presente caso da ENERSUL, a ER foi mantida como provisória por existir alguns componentes ainda em avaliação pela ANEEL.

O saldo líquido dessa compensação financeira totalizou R\$ 151.122, resultado de R\$ 192.326 referentes ao efeito retroativo da redução da BRR de 2003, deduzidos de R\$ 41.204 relativos à última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003 e não recebidos pela ENERSUL, sendo o valor de R\$ 18.450 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2008/2009, R\$ 76.522 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2009/2010 e R\$ 77.950 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2010/2011.

O saldo da terceira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em 31/12/2010 é de R\$ 24.028.

	31/12/2009	1/1/2009
Saldo em 1/1/2009.....	153.129	
Apropriado no exercício.....	-	-
Atualizado no exercício.....	-	12.986
Amortizado no exercício.....	-	(74.793)
Saldo em 31/12/2009.....	91.322	
Apropriado no exercício.....	-	-
Atualizado no exercício.....	-	15.014
Amortizado no exercício.....	-	(82.308)
Saldo em 31/12/2010.....	24.028	

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DE DÍVIDAS

22.1. Composição

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:						
BNDDES.....	4.421	2.223	4.407	6.618	4.431	10.974
Eletrobrás.....	11.291	76.030	9.432	65.202	8.141	60.723
Investimentos.....	4.591	6.286	4.554	9.566	4.343	12.845
Finame.....	231	1.487	-	-	-	-
Capital de giro - CDI.....	71.541	472.966	38.225	542.994	18.845	490.822
Arrendamento mercantil.....	1.341	4.791	1.188	2.640	-	-
Subtotal.....	93.416	563.783	57.806	627.020	35.760	575.364
(-) Custo de transação.....	(4.522)	(14.428)	(4.963)	(18.950)	(4.729)	(22.766)
Total moeda nacional.....	88.894	549.355	52.843	608.070	31.031	552.598
Moeda estrangeira:						
Tesouro Nacional.....	1.821	11.624	2.155	12.970	1.961	19.295
Capital de Giro.....	-	-	-	-	260	-
Total moeda estrangeira.....	1.821	11.624	2.155	12.970	2.221	19.295
Total geral.....	90.715	560.979	54.998	621.040	33.252	571.893
Percipais.....	91.473	560.979	36.974	621.040	17.674	571.893
Encargos.....	(758)	-	18.024	-	15.578	-

22.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	%	%	%	%	%	%
Moeda nacional:						
URTJLP.....	6.988	1,06	11.025	1,61	15.405	2,52
UFIR.....	87.322	13,29	78.462	11,46	68.864	11,27
CDI.....	550.639	83,79	581.220	84,87	509.666	83,40
PRÉ-FIXADO.....	12.250	1,86	14.119	2,06	17.189	2,81
Subtotal.....	657.199	100,00	684.826	100,00	611.124	100,00
Moeda estrangeira:						
Dólar norte-americano						
LIBOR.....	5.383	40,04	6.124	40,49	12.214	56,77
PRÉ-FIXADO.....	8.062	59,96	9.001			

Nota	Categoria	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
		Contábil	Valor de mercado	Contábil	Valor de mercado	Contábil	Valor de mercado
Ativos Financeiros							
Caixa e equivalentes de caixa	6	Recebíveis	99.591	99.591	104.319	104.319	148.174
Consumidores	7	Recebíveis	309.456	309.456	298.610	298.610	284.065
Títulos a receber	8	Recebíveis	9.629	9.629	13.868	13.868	21.063
Partes relacionadas	15	Recebíveis	22.594	22.594	40.222	40.222	10.004
Ativo financeiro - bens da concessão	18	Recebíveis	133.306	133.306	115.696	115.696	97.624
Passivos Financeiros							
Fornecedores	19	Mensurado pelo custo amortizado	103.134	103.134	104.205	104.205	89.911
Empréstimos e financiamentos	22	Mensurado pelo custo amortizado	651.694	651.694	676.038	676.038	605.145
Partes relacionadas	15	Mensurado pelo custo amortizado	7	7	9.508	9.508	200

Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia possui procedimentos de controles preventivos e detectivos que monitoram sua exposição aos riscos de crédito, de mercado, liquidez.

Gerenciamento dos riscos de crédito

Risco da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A exposição máxima ao risco de crédito da Companhia é o valor das contas a receber mencionadas anteriormente como consumidores (vide nota explicativa nº 7). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 9). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

Gerenciamento de risco de mercado

Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas nos preços de mercado. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, que possam afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre através da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de hedge junto à Instituições Financeiras de primeira linha.

Os principais riscos de mercado que podem afetar o resultado da Companhia é o risco de variação no dólar e nos indexadores da dívida.

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável são utilizadas as condições consideradas como prováveis pela Administração, as quais foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BMB&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis.

Para os ativos e passivos financeiros, foi fixado um período de um ano para verificação do impacto nas despesas financeiras, sendo desconsiderado os pagamentos do período.

Risco Cambial

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
Recebíveis	521	2.137	3.754
Passivos Financeiros			
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado	(1.179)	(4.835)	(8.491)
Total	(658)	(2.698)	(4.737)

Risco de indexadores

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
Recebíveis	1.676	3.888	6.100
Passivos Financeiros			
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado	(12.926)	(30.093)	(47.261)
Total	(11.250)	(26.205)	(41.161)

Gerenciamento de risco de liquidez:

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiro. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo caixa e investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos e, também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	311	169	2.558
Ministério de Minas e Energia - MME	156	84	1.346
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	7.615	6.883	1.739
Programa de Eficiência Energética - PEE	28.146	22.096	10.790
Total	36.228	29.232	16.433

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28/11/2005, nº 219 de 11/4/2006, nº 300 de 12/2/2008 e nº 316 de 13/5/2008 e Ofício Circular 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 1/1/2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

A realização das obrigações com o PEE e P&D através da aquisição de ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

26. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Provisões sobre folha de pagamento	13.109	8.490	9.798
Provisões de impostos sobre folha de pagamento	2.024	1.765	1.596
Total	15.133	10.255	11.364

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Provisão no exercício	Saldo	Provisão no exercício	Saldo	Provisão	Depósitos judiciais
Trabalhistas (a)	(6.377)	13.590	26.461	20.592	27.996	16.031
Cíveis - consumidores (b)	(2.215)	6.563	3.854	3.779	16.747	2.178
Fiscais e tributárias (c)	-	45.662	46.028	45.662	45.784	46.029
PIS	-	-	3.029	-	-	3.028
INSS	-	-	3.149	-	-	3.149
Finsocial	-	-	1.763	189	728	402
Outros	-	189	(544)	189	733	402
Total	(8.592)	66.004	84.284	45.851	52.934	52.608

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total	Circulante	Não circulante
Saldo em 1/1/2009	16.747	27.996	46.517	91.260	-	-
Constituição	6.674	4.844	120	11.638	-	-
Baixas/reversão	(14.643)	(12.873)	(786)	(28.302)	-	-
Atualização	-	-	-	-	853	1.539
Saldo em 31/12/2009	8.778	19.967	45.851	74.596	649	1.439
Constituição	3.304	4.039	-	7.343	-	-
Baixas/reversão	(5.519)	(10.416)	-	(15.935)	-	-
Atualização	-	-	-	-	5.213	5.289
Saldo em 31/12/2010	6.563	13.590	45.851	66.004	4.517	4.331

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Contingências passivas possíveis de perda (d):			
1/1/2009	16.381	2.230	8.736
31/12/2009	32.583	15.146	238
31/12/2010	47.027	20.794	149

(a) As ações judiciais de natureza trabalhista referem-se, de maneira geral, a discussões de ex-empregados pretendendo recebimento de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.

(b) As ações judiciais de natureza cível referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como a ações em que consumidores pretendem a devolução de valores, em razão do aumento das tarifas de energia determinado pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no período de congelamento de preços do Plano Cruzado.

(c) Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais cíveis e trabalhistas com chances prováveis de perda pela Companhia, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que as referidas ações com chances prováveis de perda tenham julgamento final e haja o efetivo desembolso pela Companhia dos valores provisionados, na hipótese de a Companhia ser vencida nas ações.

(d) A Companhia também apresentou os valores de suas contingências passivas cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores e, caso as referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pela Companhia.

(e) As ações judiciais de natureza trabalhista e cível cujas chances de êxito são possíveis referem-se, em sua grande maioria as discussões mencionadas nos itens (a) e (b) acima.

28. OUTROS PASSIVOS

	Circulante			Não circulante		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Energia no curto prazo - CCEE	-	-	-	2.017	-	-
- Liminares...	-	-	-	-	-	-
Energia no curto prazo - CCEE - SubJúdice...	-	-	-	168	168	168
Credores diversos - consumidores	4.024	3.726	2.466	-	-	441
Colaboradores - PL/AGO84..	-	-	-	1.497	1.360	1.426
Arrecadação de terceiros a passar....	1.189	1.563	2.051	-	-	-

As análises quanto aos passivos financeiros, por faixas de vencimento, encontram-se em suas respectivas notas explicativas.

Gerenciamento de risco de pagamento antecipado

Condições Restritivas Financeiras (covenants): Determinados contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia estão sujeitos a condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

A Administração da Companhia acompanha tempestivamente esses indicadores, como forma de monitoramento e remediação com as instituições financeiras envolvidas, quando necessário.

Em 31/12/2010, os índices financeiros contratuais foram atendidos.

23.2. Gerenciamento de riscos relacionados à companhia e suas operações:

Nossas receitas operacionais podem ser positiva ou negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às normas tarifárias. As tarifas que cobramos pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL. A mitigação desse risco ocorre pelo monitoramento e aplicação de todas as normas e procedimentos definidos pela ANEEL e um criterioso gerenciamento de custos operacionais.

Gerenciamento de riscos de escassez de energia:

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui concessões para exploração dos serviços de geração e distribuição de energia elétrica com a expectativa, pela Administração, de que sejam renovadas pela ANEEL e/ou Ministério das Minas e Energia. Caso as renovações das concessões não sejam deferidas pelos órgãos reguladores ou mesmo renovadas mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia ("concessão onerosa") ou estabelecimento de um preço teto, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

24. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	1.054	1.391	1.331
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	4.932	1.496	4.106
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	2.751	2.570	2.237
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	185	193	223
Encargo Capacidade Emergencial - ECE.....	540	541	573
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE.....	2	3	3
Total	9.464	6.194	8.473

25. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15/3/2004 e 28/3/2007 respectivamente.

	Circulante			Não circulante		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Restituição CCC	-	-	-	-	-	-
- Resolução 303 - 26/2/2008 ...	-	-	-	853	1.539	639
Outras.....	-	-	-	649	1.439	639
Total	5.213	5.289	4.517	4.331	3.820	4.213

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28/11/2005, nº 219 de 11/4/2006, nº 300 de 12/2/2008 e nº 316 de 13/5/2008 e Ofício Circular 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 1/1/2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

A realização das obrigações com o PEE e P&D através da aquisição de ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

26. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Provisões sobre folha de pagamento	13.109	8.490	9.798
Provisões de impostos sobre folha de pagamento	2.024	1.765	1.596
Total	15.133	10.255	11.364

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Provisão no exercício	Saldo	Provisão no exercício	Saldo	Provisão	Depósitos judiciais
Trabalhistas (a)	(6.377)	13.590	26.461	20.592	27.996	16.031
Cíveis - consumidores (b)	(2.215)	6.563	3.854	3.779	16.747	2.178
Fiscais e tributárias (c)	-	45.662	46.028	45.662	45.784	46.029
PIS	-	-	3.029	-	-	3.028
INSS	-	-	3.149	-	-	3.149
Finsocial	-	-	1.763	189	728	402
Outros	-	189	(544)	189	733	402
Total	(8.592)	66.004	84.284	45.851	52.934	52.608

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total	Circulante	Não circulante
Saldo em 1/1/2009	16.747	27.996	46.517	91.260	-	-
Constituição	6.674	4.844	120	11.638	-	-
Baixas/reversão	(14.643)	(12.873)	(786)	(28.302)	-	-
Atualização	-	-	-	-	853	1.539
Saldo em 31/12/2009	8.778	19.967	45.851	74.596	649	1.439
Constituição	3.304	4.039	-	7.343	-	-
Baixas/reversão	(5.519)	(10.416)	-	(15.935)	-	-
Atualização	-	-	-	-	5.213	5.289
Saldo em 31/12/2010	6.563	13.590	45.851	66.004	4.517	4.331

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Contingências passivas possíveis de perda (d):			
1/1/2009	16.381	2.230	8.736
31/12/2009	32.583	15.146	238
31/12/2010	47.027	20.794	1

33. DESPESAS OPERACIONAIS					
	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras despesas operacionais
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010 31/12/2009
Pessoal.....	-	-	22.288	17.283	-
Administradores.....	-	-	4.474	5.167	-
Material.....	-	-	1.702	2.431	-
Serviço de terceiros.....	12.346	7.108	29.454	22.097	-
Depreciação e amortização.....	-	-	17.325	16.328	-
Arrendamentos e alugueis.....	-	-	1.338	1.087	-
Doações, contribuições e subvenções.....	-	-	704	170	-
Provisões (líquidas de reversão).....	(653)	(8.286)	-	70	(8.591)
Outros.....	138	584	1.238	(953)	2.442
Total	11.831	(594)	78.523	63.680	(6.109)
Despesas gerais e administrativas					
	31/12/2010		31/12/2009		
Remuneração.....	17.076		13.650		
Encargos sociais - INSS.....	3.394		1.600		
Encargos sociais - FGTS.....	824		1.126		
Programa de incentivo à aposentadoria.....	949		872		
Indenização sobre o saldo do FGTS.....	45		35		
Total	22.288		17.283		

34. OUTROS RESULTADOS		
	31/12/2010	31/12/2009
Outras receitas		
Ganhos na alienação de bens e direitos.....	557	4.239
Recuperação Fundação ENERSUL.....	1.846	1.860
Outras receitas.....	1	1
PIS/COFINS.....	(171)	(186)
Subtotal	2.233	5.914
Outras despesas		
Perdas na desativação de bens e direitos.....	(5.254)	(1.930)
Perdas padrão baixa renda.....	-	(4.842)
Perdas na alienação de bens e direitos.....	(2.736)	(4.029)
Perdas (a).....	-	(905)
Outras despesas.....	(245)	(1.310)
Subtotal	(8.235)	(13.016)
Total	(6.002)	(7.102)

(a) Perda representada pela descontinuidade da implantação do sistema de faturamento SAP-CCS-BILLING.

35. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS		
	31/12/2010	31/12/2009
Receitas financeiras		
Receita de juros.....	9.725	8.857
Renda de aplicações financeiras.....	5.419	6.435
Juros ativos.....	15.144	15.292
Variação monetária.....	2	17
Variação cambial.....	2.510	5.835
	2.512	5.852
Ajuste a valor presente		
Consumidores.....	17.349	550
ICMS.....	4.980	1.742
	22.329	2.292
Acréscimos moratórios - energia vendida.....	25.000	22.269
Outras receitas financeiras.....	570	3.912
Total receitas financeiras	65.555	49.617
Despesas financeiras		
Encargos de dívidas.....	(80.243)	(82.389)
Variação monetária.....	-	(211)
Variação cambial.....	(1.806)	(733)
	(1.806)	(944)
Ajuste a valor presente		
Consumidores.....	(14.314)	(2.168)
ICMS.....	(4.769)	(722)
	(19.083)	(2.890)
Juros e multas.....	(7.209)	(4.899)
Acréscimos moratórios - energia comprada.....	(4)	(173)
Devolução tarifária e Energia Livre.....	(5.817)	(24.459)
Outras despesas financeiras.....	(5.784)	(2.721)
Total despesas financeiras	(119.946)	(118.475)
Resultado financeiro	(54.391)	(68.858)

36. LUCRO POR AÇÃO		
Cálculo de lucros por ação (em milhares, exceto lucro líquido básico por ação)		
	Exercícios findos em	
	31/12/2010	31/12/2009
Resultado básico por ação		
Numerador		
Lucro líquido do exercício		
Para acionistas ordinários.....	85.394	100.243
	85.394	100.243
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações ordinárias.....	53.369.519	53.137.012
	53.369.519	53.137.012
Resultado básico por ação		
Ações ordinárias.....	0,0016001	0,0018865

37. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS
A Companhia possui programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente negociado com o sindicato da categoria. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2010 pela Companhia foi de R\$ 4.900 (R\$ 4.650 em 2009).

38. REVISÃO TARIFÁRIA
Através da Resolução Homologatória nº 958, de 6/4/2010, e da Nota Técnica nº 080/2010-SRE/ANEEL, de 30/3/2010, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2010, fixando o reajuste médio em -1,36% (menos um vírgula trinta e seis por cento), sendo 3,19% (três vírgula dezoito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico, -4,55% (menos quatro vírgula cinquenta e cinco por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes ao processo tarifário e a terceira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, de -R\$ 77.949.854,61 (menos setenta e sete milhões, novecentos e quarenta e nove mil, oitocentos e cinquenta e quatro reais e sessenta e um centavos), correspondendo a um efeito médio de 2,58% (dois vírgula cinquenta e oito por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.
O saldo da terceira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em 31/12/2010 é de R\$ 24.028 (R\$ 91.322 em 2009).
As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 8/4/2010 a 7/4/2011.

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR Presidente do Conselho
ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES Conselheiro Vice-Presidente
RAUL TOSCANO DE BRITO NETO Conselheiro
CARMEM CAMPOS PEREIRA Conselheira

ANTONIO DA CUNHA BRAGA Conselheiro
PLÁCIDO GONÇALVES MEIRELLES Conselheiro
OMAR BITTAR Conselheiro

MEMBROS DA DIRETORIA

CARMEM CAMPOS PEREIRA Diretora Presidente e de Relação com Investidores
CYRO VICENTE BOCCUZZI Diretor Vice-Presidente
JOSÉ CARLOS SANTOS Diretor Financeiro e Administrativo

EDMIR JOSÉ BOSSO Diretor Operacional
VALDIR JONAS WOLF Diretor de Regulação
JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR Diretor Gerente
Vanildo Barbosa de Oliveira Contador - CRC MS-003497/O-7

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas e Administradores da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL
Campo Grande - MS
Examinamos as demonstrações financeiras da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL ("Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.
RESPONSABILIDADE DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.
RESPONSABILIDADE DOS AUDITORES INDEPENDENTES
Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.
Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações finan-

39. INVESTIMENTO REMUNERÁVEL (*)					
Item	Descrição	Revisão 04/2008	Reajuste 04/2009	Reajuste 04/2010	
1	Ativo Imobilizado em Serviço - AIS.....	2.106.142	2.238.197	2.281.618	
2	Índice de aproveitamento integral.....	6.187	6.575	6.702	
3	Obrigações especiais.....	308.093	327.410	333.762	
4	Bens totalmente depreciados.....	349.129	371.019	378.217	
5	Base de remuneração bruta =	(1) - (2) - (3) - (4).....	1.442.733	1.533.192	1.562.936
6	Depreciação acumulada.....	967.763	1.028.442	1.048.394	
7	AIS líquido.....	1.138.379	1.209.755	1.233.225	
8	Índice de aproveitamento depreciado.....	6.187	6.575	6.702	
9	Valor da base de remuneração.....	1.132.192	1.203.180	1.226.522	
10	Almoarifado em operação.....	1.467	1.559	1.589	
11	Ativo diferido.....	-	-	-	
12	Terrenos e servidões.....	3.925	4.171	4.252	
13	Base de remuneração líquida =	(1) - (6) - (8) - (3) + (10) + (11) + (12).....	829.491	881.500	898.601
14	Base de remuneração bruta - RGR/PLPT.....	49.228	52.315	53.329	
15	Depreciação acumulada - RGR/PLPT.....	2.787	2.962	3.019	
16	Base de remuneração líquida - RGR/PLPT	46.442	46.442	47.343	
17	Taxa de depreciação.....	4,21%	4,21%	4,21%	
18	Quota de reintegração regulatória = (17) * (6)	60.739	64.547	65.800	
19	Variação IGPM (RH ANEEL nº 796/2009) e (RH ANEEL nº 958/2010).....	-	6,27%	1,94%	

(*) Informações não auditadas.

40. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO
A Companhia é patrocinadora da Fundação ENERSUL, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, através de dois planos de benefícios, a saber:

a. Plano de Benefícios I:
Instituído em 18/7/1989, encontra-se em extinção desde 1/5/2002, data em que foi bloqueada a adesão de novos participantes. São assegurados os benefícios seguintes complementares:
• Complementação de aposentadoria por tempo de contribuição;
• Complementação de aposentadoria especial;
• Complementação de aposentadoria por idade;
• Complementação de aposentadoria por invalidez;
• Complementação de pensão por morte; e
• Abono anual.
O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos assistidos.

b. Plano de Benefícios II:
Instituído em 1/5/2002, encontra-se em manutenção. A última alteração do regulamento foi efetuada em atendimento à Resolução CGPC 19, de 25/9/2006, tendo sido aprovada pela Secretaria de Previdência Complementar do MPS, através do Ofício Circular nº 1.530/SPC/DETEC/CGAT, de 24/5/2007. Assegura os seguintes benefícios:
• Aposentadoria normal ou antecipada;
• Aposentadoria por invalidez;
• Pensão por morte de ativo; e
• Pensão por morte de aposentado.

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Definida operacionalizado em cotas patrimoniais.

Quando da concessão, o benefício é pago sob a forma de renda mensal determinada por um fator atuarial sobre o saldo de conta aplicável existente na data do cálculo. O saldo de conta aplicável corresponde ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A contribuição da Companhia durante o período foi de R\$ 2.464 (R\$ 2.307 em 2009).

A renda mensal, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente anualmente, sendo nesta fase considerada Benefício Definido.

Para os participantes que fizeram a migração do Plano de Benefícios I para o Plano de Benefícios II e que efetuaram a contribuição inicial, o benefício de Renda Mensal tem uma garantia mínima na modalidade de Benefício Definido.

O custeio é efetuado pelos participantes e pela patrocinadora.

40.1. Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial - data base 31/12/2010
Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31/12/2010, os planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 - Benefício a empregados, são conforme segue:

a. Número de participantes/beneficiários:

	Plano I	Plano II	31/12/2010	31/12/2009	Total
Número de participantes.....	2	690	692	694	696
Número de assistidos.....	231	39	270	226	
Número de pensionistas (famílias).....	87	8	95	138	
Total	320	737	1.057	1.058	

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RO.....	30/11/2011	R\$ 20.000	R\$ 164
RCG.....	31/11/2011	R\$ 20.000	R\$ 140
D&O.....	30/9/2011	R\$ 45.000	R\$ 15
Transportes.....	1/8/2011	Até R\$ 1.500	
Próprios elegíveis 1º risco.....	30/10/2011	Casco = Valor de mercado / RCF = R\$ 300 / Danos Morais R\$ 100	R\$ 32
Próprios elegíveis 2º risco.....	30/10/2011	RCF = R\$ 700	R\$ 1
Próprios RCF - S/Eleg. 1º risco.....	30/10/2011	RCF = R\$ 300 / Danos Morais R\$ 100	R\$ 53
Próprios RCF - S/Eleg. 2º risco.....	30/10/2011	RCF = R\$ 700	R\$ 48
Locados RCF - S/Eleg. 1º risco.....	30/10/2011	RCF = R\$ 300 / Danos Morais R\$ 100	R\$ 1
Locados RCF - S/Eleg. 2º risco.....	30/10/2011	RCF = R\$ 700	R\$ 1
Vida em grupo (Fatura Dezembro).....	30/11/2011	Sub 1 Múltiplo Salarial - 24x	R\$ 25
Vida em grupo (Fatura Dezembro).....	30/11/2011	Sub 2 Múltiplo Salarial - 24x	
Vida em grupo (Fatura Dezembro).....	30/11/2011	Sub 3 Múltiplo Salarial - 24x	
Vida em grupo (Fatura Dezembro).....	30/11/2011	Sub 4 Múltiplo Salarial - 24x	R\$ 3

Descrição dos riscos:
Riscos Operacionais (RO): a apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevisível e acidental a edifícios, equipamentos, maquinismos, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado descrito na apólice. Trata-se de apólice corporativa com cláusula adicional de reintegração automática.

Responsabilidade Civil Geral (RCG): cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais. Trata-se de apólice corporativa.

Seguro de D&O: o objetivo do seguro é o pagamento a título de perdas, devido a terceiros pelo seguro decorrente de reclamação, resultante da prática de qualquer ato danoso praticado pelo segurado durante o período de vigência da apólice, em decorrência de sua condição de conselheiro ou diretor da sociedade. Trata-se de apólice corporativa.

Automóveis: cobertura de colisão, incêndio e roubo (casco) e de danos materiais, corporais e morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

Transportes: cobertura garantindo os reparos ou a reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante os transportes terrestres, aéreos e lacustres.

Vida em grupo: cobertura de morte de qualquer tipo, invalidez permanente total ou parcial, por acidente e invalidez permanente ou total por doença ocorrida com empregados.
(*) Informações não auditadas.

42. QUESTÕES AMBIENTAIS (*)

O conceito de sustentabilidade e o compromisso com a preservação ambiental, já foram incorporados à cultura da empresa. Os colaboradores estão sempre atentos em cumprir os procedimentos implantados e preocupados em criar novas ações para a preservação ambiental. As ações executadas pelas diversas áreas em prol do meio ambiente são divulgadas e reforçadas, junto aos colaboradores e comunidade nos eventos promovidos pela empresa.

A Gestão Ambiental visa à padronização e melhoria do desempenho da Empresa em relação ao meio ambiente, saúde ocupacional e segurança do trabalho.

Para atingir tais objetivos, a ENERSUL desenvolve prioritariamente três Programas Ambientais: o Programa de Licenciamento Ambiental, o Programa de Arborização Urbana e o Programa de Educação Ambiental.

Em 2010 os investimentos ambientais relacionados às atividades operacionais da ENERSUL somaram R\$ 6.720, sendo R\$ 1.699 em despesas e R\$ 5.021 na conta de investimentos.
(*) Informações não auditadas.

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:		
	Avaliação Atuarial 2010	Taxa Avaliação Atuarial 2009
Taxa de desconto para o cálculo do valor presente.....	5,5% líquido	5,5% líquido
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos.....	5,5% líquido	5,5% líquido
Taxa de crescimento salarial futuro.....	4,08% (2% líquido)	4,30% (2% líquido)
Taxa de crescimento real dos benefícios: da Previdência Social.....	-	-
do plano.....	-	-
Taxa de inflação.....	2,08%	2,30%
Fator de incapacidade: dos salários.....	1,00	1,00
dos benefícios.....	1,00	1,00
Tábua de mortalidade geral.....	AT 2000 - Male	AT 2000 - Male
Tábua de mortalidade de inválidos.....	IBGE 2009,	IBGE 2008,
	ambos os sexos	ambos os sexos
Tábua de entrada em invalidez.....	Nula	Álvaro Vindas
Rotatividade.....	Nula	Nula

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada em taxas de mercado de títulos corporativos de alta qualidade com prazos e moeda semelhante às obrigações. A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas do mercado no início do período, relativas a rendimentos ao longo da vida da obrigação. A taxa de crescimento salarial é baseada na experiência histórica da Companhia.

	Plano de benefícios I		Plano de benefícios II		Total
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	
1. Exigível atuarial.....	71.370	123.450	194.820		
2. Benefícios concedidos - BD					
Aposentadoria.....	55.311	5.940	61.251		
Invalidez.....	5.161	1.729	6.890		
Pensão.....	10.338	1.879	12.217		
3. Benefícios a conceder					
Benefício definido.....	560	5.764	6.324		
Contribuição definida.....	-	108.138	108.138		