

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2012

### Senhores Acionistas,

A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.-ENERSUL submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração em conjunto com as Demonstrações Financeiras e pareceres do Conselho Fiscal e dos Auditores Independentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

### A ENERSUL

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. A área de concessão da ENERSUL abrange 73 dos 78 municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, distribuídos em uma área de 328.335 km<sup>2</sup>, equivalente a 91,9% do Estado e a 94,4% da população total, beneficiando aproximadamente 2,4 milhões de habitantes. 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.

A ENERSUL é uma Companhia Aberta desde 29 de abril de 1981. Em junho de 2008, a REDE ENERGIA e a EDP - Energias do Brasil celebraram um contrato de permuta, por meio do qual foi transferida para a EDP a totalidade da participação societária na companhia de geração Rede Lajeado Energia S.A., em troca do controle acionário da ENERSUL.

Em 31 de dezembro de 2012, a sua Controladora REDE ENERGIA S.A. ("REDE ENERGIA") detinha diretamente 60,16% das ações ordinárias e totais da Empresa e indiretamente 39,77% 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.

Em 31 de agosto de 2012 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.649, determinou cautelarmente a intervenção administrativa na ENERSUL, pelo prazo de 1 (um) ano, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL, afastando imediatamente do exercício dos seus mandatos os administradores da empresa e nomeando Interventor para administrá-la.

A Resolução estabelece que a intervenção tem como objetivos a defesa do interesse público, a preservação do serviço adequado aos consumidores e a gestão dos negócios da concessionária, assegurando o cumprimento das obrigações legais e contratuais vinculadas ao Contrato de Concessão. Ao interventor são conferidos plenos poderes de gestão e administração sobre as operações e os ativos da concessionária, competindo-lhe, entre outras atribuições fixadas pela ANEEL:

- praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da intervenção;
- identificar e relatar à ANEEL quaisquer irregularidades, eventualmente praticadas pelos administradores da concessionária decorrentes de atos ou omissões;
- zelar pelo integral cumprimento de todas as disposições e obrigações estabelecidas no respectivo contrato de concessão, em particular quanto à preservação e quantificação dos bens reversíveis vinculados à prestação do serviço concedido;
- implementar as práticas contábeis conforme determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica;
- apresentar os relatórios de auditoria contábil-financeira, nas datas-bases de assunção e de encerramento da intervenção, elaborados por empresa de auditoria independente;
- disponibilizar os dados e as informações necessários à análise jurídica, contábil, financeira, operacional e técnica da concessionária, além de outros que viabilizem a formulação e apresentação, ao acionista controlador, de propostas de investidores interessados na aquisição das ações de controle da concessionária;
- para os atos de alienação, disposição ou oneração do patrimônio da concessionária, contratações e demissões de cargos de Diretoria e Assessoramento, bem como de todo e qualquer cargo cujo salário corresponda a valor igual ou superior a R\$ 20.000,00 mensais, o interventor necessitará de prévia e expressa autorização da ANEEL;
- convocar, com exclusividade, a assembleia geral nos casos em que julgar conveniente; e
- levantar o balanço geral e o inventário de todos os livros, documentos, dinheiro e demais bens da concessionária, ainda que em poder de terceiros, a qualquer título.

A Resolução determina ainda que a intervenção não deve afetar o curso regular dos negócios da concessionária, nem seu normal funcionamento, e afasta do exercício dos seus mandatos os Diretores, os membros dos Conselhos de Administração e do Conselho Fiscal anteriores à intervenção. A partir da intervenção, as atribuições dos antigos administradores da concessionária passam a ser exercidas, exclusivamente, pelo interventor, que decide, inclusive, sobre a nomeação dos novos dirigentes. A assembleia de acionistas da concessionária subsiste durante a intervenção sem, todavia, intervir na gestão dos negócios.

Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Empresa tiveram um prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção para apresentar um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção, contendo no mínimo:

- discriminação pormenorizada dos meios de recuperação a serem empregados;
- demonstração de sua viabilidade econômico-financeira;
- proposta de regime excepcional de sanções regulatórias para o período de recuperação; e
- estipulação do prazo necessário para o alcance dos objetivos principais, que não poderá ultrapassar o termo final da concessão.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista controlador protocolizou na ANEEL, um Plano de Recuperação para análise e aprovação da Agência Reguladora.

A intervenção poderá ser encerrada antes do prazo estabelecido em caso de deferimento pela ANEEL do plano de recuperação e correção das falhas e transgressões.

### RECUPERAÇÃO JUDICIAL DAS CONTROLADORAS E COLIGADAS DA ENERSUL

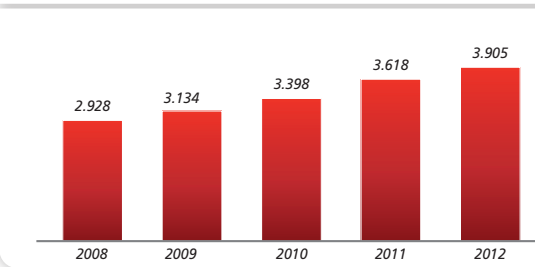
Em 23 de novembro de 2012, as controladoras indiretas DENERGE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A. e EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE DO PARANAPANEMA S.A. - EEPV, a controladora direta REDE ENERGIA S.A., bem como as coligadas COMPANHIA TÉCNICA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA - CTCE e QMRA PARTICIPAÇÕES S.A. ajuizaram Pedido de Recuperação Judicial em trâmite na 2ª VARA DE FALÊNCIAS E RECUPERAÇÕES JUDICIAIS, Fórum Central Cível da Comarca de São Paulo; PROCESSO nº 0067341-20-1012.8.26.0100.

Apesar de alguns contratos de financiamento da ENERSUL possuírem cláusula de vencimento antecipado da dívida por força de eventos que envolvam sua controladora (tais como o pedido de recuperação judicial) a Empresa obteve waiver de seus credores e nenhum deles declarou vencimento antecipado. A ENERSUL tem honrado regularmente com as obrigações assumidas nos contratos de financiamento. Assim, a propositura do Pedido de Recuperação Judicial pela Rede Energia e outros não afetou a gestão operacional da ENERSUL. Entretanto, a crise vivenciada pelo Grupo Rede, que culminou no referido pedido de recuperação judicial, dificultou o acesso da ENERSUL a linhas de crédito para realização de investimentos e capital de giro.

### MERCADO CONSUMIDOR

A ENERSUL encerrou 2012 com um fornecimento de energia de 3.905 Gwh (mercado cativo), representando um crescimento de 7,9% em relação aos 3.618 Gwh de 2011. Cabe acrescentar que o crescimento do fornecimento da Empresa seria maior, não fosse a migração de clientes industriais e comerciais para o mercado livre. Assim, incluindo-se os clientes livres, o fornecimento atingiria 4.321 GWh em 2012 e representaria uma variação de 8,2% em relação a 2011.

#### Mercado (GWh)



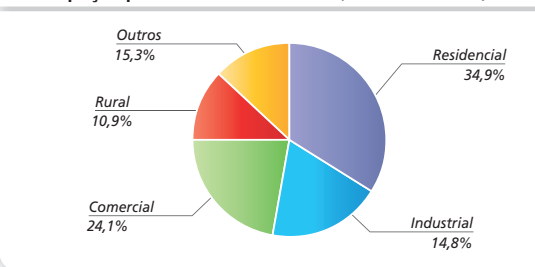
A classe residencial, responsável por 34,9% do total da energia fornecida (1.364 GWh) e 80,3% do número total de consumidores (706.125 consumidores), apresentou um crescimento de 8,9% no consumo de energia elétrica e um crescimento de 4,4% no número de consumidores, quando comparados ao exercício anterior. Esse crescimento foi influenciado principalmente pelo aumento do número de empregos e elevação da renda dos trabalhadores.

A classe comercial, segunda mais representativa no fornecimento de energia elétrica da Empresa em 2012, com participação de 24,1% do total da energia fornecida (943 GWh) e com 71.838 consumidores, apresentou um crescimento de 10,0% no consumo e 4,7% no número de consumidores, quando comparados ao ano anterior. As atividades que mais exerceram influência sobre o desempenho da classe foram as atividades de comércio atacadista, que registraram um crescimento de 15,5% e de comércio varejista, com crescimento de 12,9%.

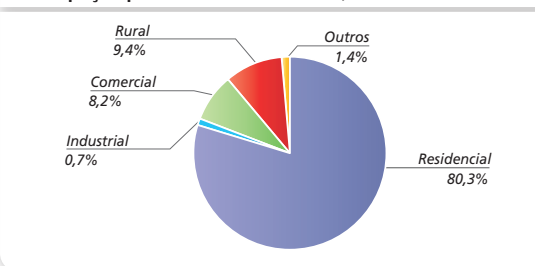
A classe industrial é a terceira mais representativa no fornecimento de energia elétrica da Empresa, com participação de 14,8% da energia fornecida (579 GWh) e 6.453 consumidores. O consumo apresentou um acréscimo de 6,9% e o número de consumidores registrou um crescimento de 9,2%. Esse crescimento foi influenciado pelos setores de "abate de bovinos" e "produtos minerais não-metálicos e britamento".

A classe rural é quarta maior com relação ao consumo de energia, com 10,9% (427 GWh), e a segunda maior classe em relação ao número de consumidores (82.878 consumidores). Essa classe registrou um crescimento de 6,2% no fornecimento de energia e de 1,1% no número de consumidores.

#### Participação por Classe de Consumo (Vendas em GWh)



#### Participação por Classe de Consumo (Número de Consumidores)

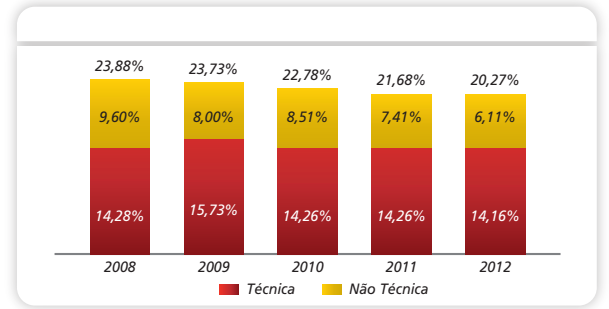


Resalta-se que, em sua área de concessão, a ENERSUL já atende a 99,2% dos domicílios urbanos e rurais, em especial graças ao sucesso na implementação do Programa Luz para Todos.

### PERDAS

A baixa densidade populacional e o baixo consumo de energia elétrica, aliados à dispersão espacial, levam a Empresa a valores elevados de perdas na distribuição da energia elétrica. O índice de perdas globais faturadas foi de 20,27% em 2012 e 21,68% em 2011, representando uma redução de 1,41 pontos percentuais. Embora as perdas técnicas praticamente tenham se mantido no mesmo patamar desde 2011, as perdas comerciais mantêm a tendência de queda registrada nos últimos quatro anos. Essa redução é resultado de diversas ações internas e externas da Empresa, como a atuação de aproximadamente 32 mil unidades consumidoras - com uma taxa de assertividade de 22%, além da retirada de 38 mil ligações clandestinas e recuperação de 26,4 GWh de energia desviada. Essas ações são coordenadas em parceria com a Secretaria de Segurança Pública, Inmetro, PROCON, dentre outras.

Há que se destacar a medição de fronteira em dois importantes troncos de abastecimento, Jupiá/Campo Grande e Rosana/Dourados, que se situam na divisa com o Estado de São Paulo, a distâncias superiores a 250 km dos centros de consumo. Essa obrigação legal, da medição situar-se no ponto de conexão da rede de distribuição com a rede básica (Resolução Aneel 344/2002), contribuiu de forma significativa para os valores elevados de perdas na transmissão - situação praticamente exclusiva da ENERSUL em relação às demais concessionárias de energia do Brasil. Outra característica relevante do sistema é a possibilidade de aumento da perda técnica na área de concessão da ENERSUL por efeito do fluxo de energia elétrica entre as regiões Sudeste e Sul do Brasil, decidido pelo ONS.



No âmbito social, destacam-se:

- Projeto Integrar, que visa propiciar às famílias de baixo poder aquisitivo o uso regular, seguro e eficiente da energia elétrica, reduzindo as perdas comerciais e a inadimplência. Em 2012 atuou principalmente nos principais bairros populares de Campo Grande, além dos municípios de Corumbá, Sidrolândia e Aquidauana. O atendimento domiciliar passou a ser feito com agendamento especial de dia e horário, conforme a disponibilidade do cliente.
- Projeto Social "ENERSUL na Comunidade", que envolve ações de atendimento, eficiência energética, negociação de débitos e regularização de clandestinos. Em 2012 foram realizados eventos nos finais de semana nos principais bairros de Campo Grande habitados por clientes baixa renda, com participação dos líderes de bairro.
- Foram realizadas campanhas na mídia, palestras para representantes da comunidade jurídica e da sociedade, assim como palestras e treinamentos para delegados, investigadores de polícia e peritos criminais, com o objetivo de esclarecer a importância e os aspectos legais do combate às perdas e seus principais impactos na sociedade.

Em termos de tecnologia, a ENERSUL criou o centro de medição e combate à fraude com foco na telemetria da medição de fronteira, medição de energia de clientes do grupo "A", medição de energia de alimentadores e transformadores e balanço de energia.

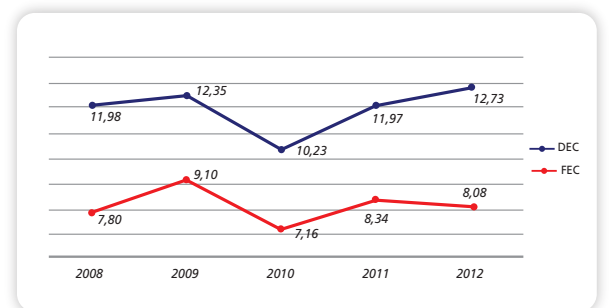
Foi implantada telemedição em 100% dos clientes do grupo A (total de 2.757) e a medição em transformadores de distribuição nos principais pontos de maior impacto nas perdas (1.200 pontos). Adicionalmente, foi montado um laboratório de metrologia elétrica, (certificação da ISO 17.025 em andamento) para controle do parque de medidores.

### 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), FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em número de vezes) e TMAE - Tempo Médio de Atendimento a Emergências, que mostra o tempo médio em que são atendidas as reclamações e solicitações dos clientes (medido em minutos). A ENERSUL fechou o ano de 2012 com o DEC de 12,73 horas/cliente e um FEC igual a 8,08 interrupções/cliente.

	2008	2009	2010	2011	2012
DEC	11,98	12,35	10,23	11,97	12,73
FEC	7,80	9,10	7,16	8,34	8,08
TMAE	144	173	185	196	230

O desempenho atual dos níveis de qualidade do serviço da ENERSUL é compatível com os padrões de rede existentes e pode ser considerado bom, levando-se em conta as severas condições climáticas do Estado, bem como a alta densidade de descargas atmosféricas. Os indicadores da ENERSUL estão aquém dos limites estipulados pela ANEEL, 14,29 para o DEC e 11,90 para o FEC.



Os indicadores DEC e FEC foram apurados considerando os critérios estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL), sendo contabilizadas as interrupções com duração maior ou igual a 3 minutos, excetuando-se aquelas enquadradas em situações específicas. A legislação prevê que não deverão ser contabilizadas as interrupções ocorridas em dia crítico, oriundas de atuação de esquema de alívio de carga solicitado pelo ONS, interrupção em situação de emergência, vinculadas a programas de racionamento substituídos pela União entre outras, conforme especificado no subitem 5.6.2.2, do item 5 da seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST.

### ATENDIMENTO AOS CLIENTES

O atendimento a clientes se segmenta em três categorias: clientes ligados em MT/AT (Média e Alta Tensão), ligados em BT (Baixa Tensão) e aqueles vinculados ao Poder Público. As unidades consumidoras MT/AT e aquelas de responsabilidade do Poder Público possuem gestores exclusivos; já os clientes BT possuem à sua disposição as seguintes facilidades de atendimento: 80 lojas de atendimento presencial; 362 estabelecimentos comerciais conveniados; atendimento telefônico disponível 24 horas por dia, todos os dias da semana; auto-atendimento virtual com os principais serviços e informações; e atendimento por e-mail.

No ano de 2012, foi obtida a manutenção da certificação pela NBR ISO 9001:2008 (Sistemas de Gestão da Qualidade - Requisitos) dos processos que envolvem as atividades de ressarcimento de danos elétricos, devolução de valores, aferição de equipamentos de medição (por solicitação do consumidor), tratamento das manifestações dos clientes por intermédio do livro de registro nas agências presenciais, informação da relação dos registros de atendimento (prestados ao consumidor) e tratamento das reclamações dos clientes. Esta última atividade está em total aderência à norma NBR ISO 10.002:2005 (Gestão da Qualidade - Satisfação do Cliente - Diretrizes para o Tratamento de Reclamações nas Organizações). Ainda neste ano, foi certificada a atividade de substituição de medidor e demais equipamentos de medição (após constatação de deficiência).



Em 2012 nos diversos canais, foram realizados 3,07 milhões de atendimentos, estratificados da seguinte forma: 48% pelo Call Center, 30% presencial e 22% pela internet.

**DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO**

Ao final de 2011 a Empresa foi afetada por problemas de liquidez de sua controladora. A empresa Holding passou a ter dificuldade de acesso a crédito em razão da crise internacional e simultaneamente por notícias da busca de necessidade de capitalização, ou até mesmo venda do controle acionário, o que fez cessar a oferta de créditos para rolagem de suas dívidas. As dificuldades de créditos acabaram por inviabilizar, entre novembro de 2011 e fevereiro de 2012 o pagamento de energia comprada de Itaipu, encargos setoriais e tributários, e o serviço da dívida com a Eletrobrás cujo valor total, sem acréscimos moratórios totalizaram R\$ 105.106 mil. Apesar dessas dificuldades, os acionistas decidiram pagar dividendos e juros de capital próprio entre dezembro de 2011 e fevereiro de 2012, que totalizaram R\$ 60.465 mil. Ainda em fevereiro de 2012, com a recuperação judicial da CELPA, empresa do mesmo grupo, o Banco Daycoval e o Bic Banco sacaram na conta corrente da Enersul, recursos de aproximadamente R\$ 82.000 mil, para quitação de financiamentos feitos pela Holding, ou seja a Empresa pagou por financiamentos que não tinha feito. A operação relativa ao Bic Banco (R\$ 20.624 mil) foi abatida como pagamento de dividendos devidos à controladora, enquanto a operação relativa ao Daycoval (R\$ 61.866 mil) está sendo questionada judicialmente pela ENERSUL. Além disso, no Plano apresentado pelos acionistas à ANEEL propõe-se a devolução destes valores com a aquisição da posição do Daycoval.

Os principais dados econômicos financeiros de 2012 são:

Valores em R\$ mil	2008	2009	2010	2011	2012	Var. % 2012-2011	CAGR 2008-2012
Vendas em GWh.....	2.928	3.134	3.398	3.618	3.905	7,9%	7,5%
Número de consumidores.....	740.940	784.834	810.544	844.209	878.871	4,1%	4,4%
Receita operacional bruta.....	1.283.411	1.477.100	1.631.322	1.903.673	2.144.498	12,7%	13,7%
Receita operacional líquida.....	857.199	1.048.402	1.157.009	1.334.601	1.517.353	13,7%	15,3%
EBITDA (1).....	229.143	293.720	257.048	363.070	183.060	-49,6%	-5,5%
Margem Ebitda (%) (2).....	26,7%	28,0%	22,2%	27,2%	12,1%	-55,5%	-18,0%
Lucro (prejuízo) líquido.....	68.666	100.243	85.394	151.795	(16.395)	-110,8%	-
Dívida financeira líquida (3).....	456.971	571.719	552.103	542.278	546.183	0,7%	4,6%
Dívida financeira líquida/EBITDA.....	1,99	1,95	2,15	1,49	2,98	100,0%	10,6%
Patrimônio líquido.....	669.839	660.151	777.601	788.245	687.501	-12,8%	0,7%
Índice de endividamento (4).....	40,6%	46,4%	41,5%	40,8%	44,3%	8,6%	2,2%

(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 (-) Disponibilidades; (4) Índice de endividamento: Dívida financeira líquida/(Dívida financeira líquida + Patrimônio líquido).

**COMPOSIÇÃO DO EBITDA**

Composição do EBITDA (R\$ mil)	2012	2011	Var. % 2011-2012
Lucro (prejuízo) líquido do exercício.....	(16.395)	151.795	-
Imposto de renda e contribuição social.....	6.957	62.865	-88,9%
Resultado financeiro.....	109.325	72.279	51,3%
Depreciação e amortização (1).....	86.815	74.000	17,3%
<b>EBITDA.....</b>	<b>186.702</b>	<b>360.939</b>	<b>-48,3%</b>
Ganho/perda na alienação de bens e direitos (2).....	(1.048)	(3.051)	-65,7%
Perda na desativação de bens e direitos (3).....	39.511	7.078	458,2%
Ganho/perda no ajuste do VNR (4).....	(40.030)	-	-
Outros (5).....	(2.075)	(1.896)	9,4%
<b>EBITDA AJUSTADO.....</b>	<b>183.060</b>	<b>363.070</b>	<b>-49,6%</b>

(1) Depreciação e amortização: resultado obtido a partir das demonstrações dos fluxos de caixa; (2) Refere-se à diferença entre o valor residual contábil e o preço de mercado do bem; (3) Refere-se à diferença entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição do material em estoque; (4) Resultado apurado pelo ajuste do saldo do ativo financeiro, a ser indenizado ao final da concessão, ajustado pelo Valor Novo de Reposição (VNR), conforme Lei 12.783/13 (MP 579); (5) Outros resultados que não afetam o caixa operacional.

Os itens (2) a (5) foram excluídos do resultado operacional, a fim de compor o EBITDA AJUSTADO, pois referem-se a lançamentos contábeis que não afetam o caixa operacional da Empresa. Antes da adoção ao IFRS como norma de contabilização, esses resultados compunham a rubrica "Outros Resultados Não Operacionais", que não afetavam o resultado operacional

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou um aumento de 12,7%, passando de R\$ 1.903,7 milhões em 2011 para R\$ 2.144,5 milhões em 2012. A receita operacional líquida do exercício de 2012 foi de R\$ 1.517,4 milhões, representando um aumento de 13,7% em relação a receita verificada em 2011. Esse incremento foi influenciado principalmente pelo crescimento do mercado consumidor em 7,9%, redução das perdas e o efeito do reajuste tarifário.

O custo do serviço de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão, totalizou R\$ 725,4 milhões em 2012, o que representa um acréscimo de 25,6% em relação aos R\$ 577,6 milhões de 2011, devido ao aumento da demanda e aumento do preço médio de compra de energia elétrica em 26,8%.

O custo da operação foi de R\$ 431,7 milhões em 2012 e R\$ 360,4 milhões em 2011, representando um aumento de 19,8%. Retirando-se o efeito do custo de construção - que não afeta o resultado operacional, uma vez que existe uma exata contrapartida na receita, como resultado da adoção ao IFRS - o custo da operação passou de R\$ 190,0 milhões em 2011 para R\$ 232,7 milhões em 2012, representando um aumento de 22,5%, variação essa, influenciada significativamente pelos custos com pessoal devido ao processo de primarização de diversas atividades.

As despesas operacionais somaram R\$ 260,4 milhões em 2012 e R\$ 109,7 milhões em 2011, representando um aumento de 137,5%, influenciado principalmente pelo aumento de outras despesas operacionais que passou de R\$ 10,0 milhões em 2011 para R\$ 165,0 milhões em 2012. Este acréscimo em outras despesas operacionais foi ocasionado principalmente por ajustes nas contingências judiciais e da provisão créditos de liquidação duvidosa-PCLP.

As provisões de contingências foram ajustadas para estimativas atualizadas com o assessoramento de advogados e escritórios de advocacia que patrocinaram diretamente as causas. Foram realizados os seguintes ajustes nas estimativas de perdas:

- Os valores estimados de perdas, que estavam congelados desde 2008, foram corrigidos segundo os parâmetros adotados por cada justiça especializada:
  - Ações Cíveis: Valores estimados corrigidos monetariamente pelo IGPM/FGV, acrescido de juros de mora de 1% a.m;
  - Ações Trabalhistas: Valores estimados com juros de mora de 1% a.m, acrescido de índice presente na Tabela Única disponibilizada pelo site do TRT 24;
  - Ações Tributárias: Valores estimados atualizados pela SELIC;
  - Processos Administrativos: Valores estimados atualizados pela SELIC.
- Após a correção monetária, os valores estimados das perdas judiciais foram ajustados de acordo com o andamento do feito e decisões judiciais mais recentes;
- A probabilidade de perda (provável, possível e remota) foi ajustada com base nas decisões judiciais mais recentes.

Com esta situação caótica, o recolhimento dos encargos setoriais e tributários, energia comprada de Itaipu e o serviço da dívida com a Eletrobrás, somente foram normalizados a partir de março de 2012, sem entretanto saldar os meses em atraso, o que ocorreu somente em 18 de julho de 2012, através de parcelamento dos encargos setoriais e o pagamento da energia comprada de Itaipu. Esta inadimplência postergou o reajuste anual das tarifas de energia elétrica, que deveria ter ocorrido em 8 de abril de 2012, mas só ocorreu a partir de 20 de julho de 2012, após a quitação dos compromissos inadimplentes. O prejuízo com a defasagem da entrada em vigor do reajuste tarifário foi estimado em R\$ 21.333 mil.

A situação econômica financeira da ENERSUL em 31 de agosto era de falta de recursos que permitissem o pagamento integral de seus compromissos previstos para o mês de setembro, situação que veio a se concretizar no dia 10 de setembro, quando a Empresa deixou de pagar os encargos setoriais relativos a CCC e CDE no valor de R\$ 6.060 mil e de energia comprada de Itaipu no valor de R\$ 2.483 mil, totalizando R\$ 8.543 mil, cujo pagamento somente foi possível no dia 28 de setembro, quando a ENERSUL conseguiu renegociar com o Bradesco a postergação da parcela do serviço da dívida, no valor de R\$ 29.576 mil para o final do contrato em 2018.

Com esta renegociação, foi possível honrar algumas obrigações, mas não foram pagos os mútuos entre as empresas do Grupo Rede e o reembolso aos consumidores que anteciparam investimentos no contexto do programa de universalização, que sequer encontravam-se contabilizados. Também não foram pagos os saldos dos dividendos declarados, conforme Fato Relevante de 28/11/2012. Até que se encerre a intervenção não serão pagos alguns encargos setoriais a vencer e parcelas a vencer de empréstimos com recursos oriundos da RGR conforme decisão da ANEEL, constante do Despacho nº 213/2013.

É requisito básico que a ENERSUL atenda os consumidores com a qualidade e continuidade estabelecida pela ANEEL, assim como invista no combate às perdas não técnicas, segurança e integridade ao meio-ambiente. Para atingir estes objetivos foram investidos R\$ 26,3 milhões em projetos de melhoramentos de linhas, subestações, redes e modernização das instalações.

**AMBIENTE REGULATÓRIO**

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.272, de 3/4/2012, e da Nota Técnica nº 72/2012-SRE/ANEEL, de 29/3/2012, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2012, fixando o reajuste médio em 6,43% (seis vírgula quarenta e três por cento), sendo 3,52% (três vírgula cinquenta e dois por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,91% (dois vírgula noventa e um por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 2,59% (dois vírgula cinquenta e nove por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

Todavia, conforme mencionado no Artigo 13 da Resolução Homologatória nº 1.272, de 3/4/2012, a concessionária teve que manter a aplicação das mesmas tarifas constantes dos Anexos II e II-B da Resolução Homologatória nº 1.128 de 5/4/2011, até a comprovação de adimplimento das obrigações setoriais, reconhecida em Despacho específico da Superintendência de Regulação Econômica - SER. Tal fato correspondeu a uma redução das tarifas aplicadas entre 8/4/2012 e 19/7/2012.

Por meio do Despacho nº 2.369, de 20/7/2012, a ANEEL autorizou a Empresa a praticar as tarifas constantes dos Anexos I e II A, de que tratam os artigos 3º e 5º da Resolução Homologatória nº 1.272 de 3/4/2012, a partir do dia 20/7/2012, uma vez que a Empresa adimpliu com suas obrigações intrassetoriais.

**RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL**

A ENERSUL investiu em projetos socioambientais que visam o desenvolvimento regional, a geração de renda, o esporte e a educação. Alguns dos Projetos de maior abrangência estão relacionados a seguir:

**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 2012 foram distribuídas 1.706 geladeiras e 33.737 lâmpadas.

**Projeto Arte no CICA**: trata-se de Projeto apoiado pela Empresa por meio da Doação Incentivada do Fundo da Criança e Adolescência, que visa o fortalecimento do capital humano das comunidades por meio de atividades escolares extracurriculares e de arte-educação, cujo público-alvo são crianças e adolescentes com idade de 7 a 15 anos beneficiado pela Empresa.

**Gincana Solidária** de arrecadação de alimentos para a Associação dos Amigos de Criança com Cancer-AACC, que envolve os colaboradores da Empresa, com o maior volume de arrecadação de leite em pó e recorde nas vendas dos produtos expostos na Festa do Arraíá da AACC de 2012.

**Projeto de Funcionamento Geral** de apoio à Associação de Pais e Amigos do Autista de Campo Grande(MS).

**Projeto Preservação Eco Ambiental Pestalozzi**: trata-se de Projeto apoiado pela Empresa por meio da Doação Incentivada do Fundo da Criança e Adolescência. O projeto desenvolve conscientização ambiental através de oficinas, palestras, workshops para crianças e adolescentes, famílias e profissionais da educação e da saúde, através dos cuidados com o meio ambiente.

**Projeto Moinho In Concert**: trata-se de Projeto apoiado pela Empresa por meio da Lei de Incentivo a Cultura (Rouanet), para o desenvolvimento do espetáculo cultural que abrange arte, música, dança e muita diversão e assiste, em média, 300 jovens.

**Projeto Acreditar na Vida**: trata-se de Projeto apoiado pela Empresa por meio de Doação Incentivada do Fundo da Criança e Adolescência, em prol da Associação Franciscanas Angelinas - AFRANGEL, que visa oferecer assistência médica, psicológica, educacional, terapêutica e odontológica às crianças com AIDS, bem como cestas básicas às respectivas famílias.

**Programa Médico da Família**: programa realizado pela TV Campo Grande, diariamente abordando temas de relevância sobre saúde, prevenção de doenças, dicas de primeiros socorros, de utilidade pública abrangendo todas as classes sociais.

**BENEFÍCIOS AOS COLABORADORES**

Os benefícios oferecidos visam a qualidade de vida, bem estar e a valorização dos colaboradores da ENERSUL. A Empresa oferece assistência médica e odontológica com ampla rede credenciada; subsídios sobre o custo de medicamentos; valores alimentação e refeição; transporte; auxílio creche; previdência privada; seguro de vida; reconhecimento por tempo de serviço; bolsa de estudo de graduação e pós-graduação; 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.

**Programa de Capacitação**: - A Enersul garante a capacitação dos seus colaboradores através da realização de treinamentos (internos, externos, in company ou no local de trabalho). Em 2012 foram priorizados os cursos de voltados para a Formação e Atualizações de Legislação do Setor Elétrico, em especial as ISO 9001 e 10.002, a NR 10 e resoluções ANEEL, além de treinamentos ligados ao SAP, à Pilotagem Defensiva e Brigada contra Incêndio e Pânico. Em 2012 a Enersul ofereceu 165,99 horas de treinamento por colaborador, além de bolsas de estudo em cursos de nível técnico, superior, pós-graduação e MBA a 48 colaboradores.

**RECONHECIMENTOS - PREMIAÇÕES**

A Enersul foi escolhida a melhor distribuidora da região centro-oeste pelo próprio cliente que respondeu a pesquisa da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que avalia o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC). Coerentemente com esse resultado, na 14ª edição da premiação organizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), a ENERSUL foi reconhecida como a melhor distribuidora das regiões norte e centro-oeste, entre as empresas com mais de 500 mil consumidores. Com esta premiação a Enersul já acumula 10 (dez) prêmios, sendo 8 (oito) como a melhor empresa da região e 2 (dois) como a empresa com maior evolução nacional. A Empresa também foi escolhida, pela 13ª vez consecutiva, a melhor distribuidora do centro-oeste, no prêmio de reconhecimento público concedido pela Revista Eletricidade Moderna.

**AUDITORES INDEPENDENTES**

Conforme disposições contidas na Instrução CVM nº381, de 14 de janeiro de 2003, e ratificadas pelo Ofício Circular CVM/SEP/SNC nº02, de 20 de março de 2003, a ENERSUL informa que o Auditor Independente não prestou qualquer tipo de serviço além daqueles estritamente relacionados à atividade de auditoria externa.

**DELARAÇÃO DA DIRETORIA**

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, a Diretoria da Empresa declara que revisou, discutiu e concorda com estas Demonstrações Financeiras e com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes referente às mesmas.

**AGRADECIMENTOS**

Manifestamos o nosso respeito aos acionistas, clientes, governos federal, estadual e municipais, fornecedores e prestadores de serviços e registramos o nosso agradecimento aos colaboradores por mais uma ano dedicado ao bem comum.

**Jerson Kelman  
Interventor**

**BALANÇOS SOCIAIS**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011 (NÃO AUDITADOS)**

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

	31/12/2012			31/12/2011		
	R\$			R\$		
<b>1. Base de cálculo</b>						
Receita Líquida (RL).....			1.517.353			1.334.601
Resultado Operacional (RO).....			(9.438)			214.660
Folha de Pagamento Bruta (FPB).....			121.451			104.998
	<b>% sobre</b>			<b>% sobre</b>		
	<b>R\$</b>	<b>FPB</b>	<b>RL</b>	<b>R\$</b>	<b>FPB</b>	<b>RL</b>
<b>2. Indicadores Sociais Internos</b>						
Alimentação.....	10.952	9,0	0,7	8.346	7,9	0,6
Encargos sociais compulsórios.....	23.208	19,1	1,5	22.658	21,6	1,7
Previdência privada.....	3.922	3,2	0,3	3.401	3,2	0,3
Saúde.....	6.428	5,3	0,4	4.209	4,0	0,3
Segurança e medicina no trabalho.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Educação.....	194	0,2	0,0	221	0,2	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	504	0,4	0,0	454	0,4	0,0
Auxílio-creche.....	56	0,0	0,0	53	0,1	0,0
Participação dos empregados nos lucros ou resultados.....	6.993	5,8	0,5	5.695	5,4	0,4
Participação dos administradores no resultado.....	-	0,0	0,0	1.820	1,7	0,1
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Vale-transporte - excedente.....	1.667	1,4	0,1	1.522	1,4	0,1
Outros benefícios.....	613	0,5	0,0	512	0,5	0,0
	<b>54.537</b>	<b>44,9</b>	<b>3,5</b>	<b>48.891</b>	<b>46,4</b>	<b>3,5</b>
	<b>% sobre</b>			<b>% sobre</b>		
	<b>R\$</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>	<b>R\$</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>
<b>3. Indicadores Sociais Externos</b>						
Educação.....	35	(0,4)	0,0	41	0,0	0,0
Cultura.....	510	(5,4)	0,0	374	0,2	0,0
Saúde e saneamento.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Esporte e lazer.....	-	0,0	0,0	26	0,0	0,0
Combate à fome e segurança alimentar.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições.....	85	(0,9)	0,0	163	0,1	0,0
<b>Subtotal.....</b>	<b>630</b>	<b>(6,7)</b>	<b>0,0</b>	<b>604</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>
<b>Programas Sociais:</b>						
Programa Nacional de Universalização.....	36.827	(390,2)	2,4	41.926	19,5	3,1
<b>Subtotal.....</b>	<b>36.827</b>	<b>(390,2)</b>	<b>2,4</b>	<b>41.926</b>	<b>19,5</b>	<b>3,1</b>
<b>Total de contribuições para a sociedade.....</b>	<b>37.457</b>	<b>(396,9)</b>	<b>2,4</b>	<b>42.530</b>	<b>19,8</b>	<b>3,1</b>
Tributos (excluídos encargos sociais).....	516.516	(5.472,7)	34,0	449.400	209,4	33,7
<b>Total Indicadores Sociais Externos.....</b>	<b>553.973</b>	<b>(5.869,6)</b>	<b>36,4</b>	<b>491.930</b>	<b>229,2</b>	<b>36,8</b>
	<b>% sobre</b>			<b>% sobre</b>		
	<b>R\$</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>	<b>R\$</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>

	31/12/2012			31/12/2011		
	R\$			R\$		
<b>4. Indicadores Ambientais</b>						
<b>Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa</b>						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT.....	2.677	(28,4)	0,2	2.354	1,1	0,2
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME).....	1.339	(14,2)	0,1	1.177	0,5	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	6.693	(70,9)	0,4	5.884	2,7	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	2.677	(28,4)	0,2	2.354	1,1	0,2
<b>Total de investimentos relacionados com a produção/operação da empresa.....</b>	<b>13.386</b>	<b>(141,9)</b>	<b>0,9</b>	<b>11.769</b>	<b>5,4</b>	<b>0,9</b>

	31/12/2012			31/12/2011		
	R\$			R\$		
<b>5. Indicadores do corpo funcional (*)</b>						
Nº de empregados no final do período.....			1.093			994
Escolaridade dos empregados:						
Superior e extensão universitária.....			423			352
2º grau.....			634			585
1º grau.....			36			57
Faixa etária dos empregados:						
Abaixo de 30 anos.....			345			332
De 30 até 45 anos (exclusivo).....			412			343
Acima de 45 anos.....			336			319
Nº de admissões durante o período.....			198			295
Nº de empregados desligados no período.....			101			160
Nº de mulheres que trabalham na empresa.....			232			224
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres.....			3,88%			2,23%
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes.....			12,00%			18,18%
Nº de negros que trabalham na empresa.....			360			296
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros.....			3,89%			1,69%
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes.....			18,67%			21,74%
Nº de empregados portadores de deficiência física.....			38			31
Nº de dependentes.....			1.767			1.659
Nº de estagiários.....			49			42
Nº de empregados terceirizados/temporários.....			1.434			1.277

	31/12/2012			31/12/2011		
	(em unidades)			(em unidades)		
<b>6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (*)</b>						
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19,25			ND		
Número total de acidentes de trabalho	40			36		
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 à representação 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 598	no Procon 1.351	na Justiça 2.469	na empresa 598	no Procon 1.290	na Justiça 2.715
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 78%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 75%
<b>Valor adicionado total a distribuir:</b>	<b>Em 31/12/2012: R\$ 994.657</b>			<b>Em 31/12/2011: R\$1.050.958</b>		
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>	65,6% governo (1,6%) acionistas	9,9% colaboradores(as) terceiros	0,0% retido	61,5% governo (3,8%) acionistas	7,7% colaboradores(as) terceiros	10,7% retido

	2012			METAS 2013		
	R\$			R\$		
<b>7. Outras Informações</b>						
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) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres.						
c) (*) Informações não auditadas.						
Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.						

Quanto 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.	( ) não possui metas	( ) cumpre metas de 51 a 75%	(x) não possui metas	( ) cumpre metas 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 2012 E 2011**

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
<b>ATIVO</b>			
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	65.928	116.142
Consumidores.....	7	325.930	314.093
Títulos a receber.....	8	6.776	8.089
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social.....	9	15.099	9.093
Tributos a recuperar - Outros.....	9	19.134	20.428
Estoque.....		5.755	5.364
Serviços em curso.....		38.911	40.139
Redução de receita - baixa renda.....	11	6.411	3.767
Operações de swap.....	20	1.779	-
Outros.....	12	21.522	19.060
<b>Total do ativo circulante.....</b>		<b>507.245</b>	<b>536.175</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>Realizável a longo prazo</b>			
Consumidores.....	7	47.233	38.572
Títulos a receber.....	8	-	1.377
Partes relacionadas.....	13	8.324	11.581
Depósitos judiciais.....	24	109.864	98.107
Tributos a recuperar - Outros.....	9	13.900	9.388
Tributos diferidos.....	10	225.083	205.980
Ativo financeiro - bens da concessão.....	15	227.217	158.046
Outros.....	12	72.425	2.341
<b>Total do realizável a longo prazo.....</b>		<b>704.046</b>	<b>525.392</b>
Investimento.....	14	740	1.056
Intangível.....	15	820.143	819.823
<b>Total do ativo não circulante.....</b>		<b>1.524.929</b>	<b>1.346.271</b>
<b>TOTAL DO ATIVO.....</b>		<b>2.032.174</b>	<b>1.882.446</b>

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
<b>PASSIVO</b>			
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores.....	16	124.524	111.257
Folha de pagamento.....		2.670	1.755
Obrigações fiscais - Imposto de renda e Contribuição social.....	17	-	14.082
Obrigações fiscais - Outras.....	17	74.356	66.740
Dividendos.....	27	40.070	21.698
Juros sobre o capital próprio.....	27	-	21
Participações dos administradores.....		1.968	1.968
Empréstimos e financiamentos.....	18	129.729	107.146
Financiamento por arrendamento financeiro.....	19	2.516	3.805
Operações de swap.....	20	-	524
Taxa de Iluminação pública.....		11.623	10.082
Taxas regulamentares.....	21	11.621	19.735
Obrigações do programa eficiência energética.....	22	48.857	39.071
Obrigações estimadas - trabalhistas.....	23	17.932	15.695
Outros.....	25	9.878	9.767
<b>Total do passivo circulante.....</b>		<b>475.744</b>	<b>423.346</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Obrigações fiscais.....	17	60.439	27.267
Tributos diferidos.....	10	17.375	4.615
Empréstimos e financiamentos.....	18	481.134	544.246
Financiamento por arrendamento financeiro.....	19	511	2.699
Obrigações do programa eficiência energética.....	22	8.095	7.154
Partes relacionadas.....	13	56.291	16.113
Provisão para contingências.....	24	168.923	64.964
Outros.....	25	76.161	3.797
<b>Total do passivo não circulante.....</b>		<b>868.929</b>	<b>670.855</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital social.....	26	533.468	533.468
Reservas de capital.....	26	118.594	118.594
Reservas de lucro.....	26	35.439	136.183
<b>Total do patrimônio líquido.....</b>		<b>687.501</b>	<b>788.245</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....</b>		<b>2.032.174</b>	<b>1.882.446</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

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

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
<b>RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS</b> .....	28	<b>1.517.353</b>	<b>1.334.601</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia elétrica comprada para revenda.....	29	(601.106)	(474.031)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição .....		(124.272)	(103.569)
		<b>(725.378)</b>	<b>(577.600)</b>
<b>CUSTO DE OPERAÇÃO</b>			
Pessoal.....		(81.186)	(60.518)
Material.....		(7.559)	(4.869)
Serviços de terceiros.....		(63.968)	(61.658)
Depreciação e amortização.....		(68.994)	(55.723)
Custo de construção.....		(198.970)	(170.375)
Outros.....		(11.021)	(7.268)
		<b>(431.698)</b>	<b>(360.411)</b>
<b>TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO</b> .....		<b>(1.157.076)</b>	<b>(938.011)</b>
<b>LUCRO BRUTO</b> .....		<b>360.277</b>	<b>396.590</b>
<b>DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS</b>			
Despesas com vendas .....	30	(42.928)	(12.116)
Despesas gerais e administrativas.....	30	(114.495)	(93.901)
Outras receitas operacionais.....	30	61.983	5.894
Outras despesas operacionais.....	30	(164.950)	(9.528)
		<b>(260.390)</b>	<b>(109.651)</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b> .....		<b>99.887</b>	<b>286.939</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas financeiras .....	31	147.933	97.282
Despesas financeiras .....	31	(257.258)	(169.561)
		<b>(109.325)</b>	<b>(72.279)</b>
<b>RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b> .....		<b>(9.438)</b>	<b>214.660</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>			
Corrente.....	10	(13.300)	(38.865)
Diferido.....	10	6.343	(24.000)
		<b>(6.957)</b>	<b>(62.865)</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b> .....		<b>(16.395)</b>	<b>151.795</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido básico por ação ON - R\$</b> .....	32	(0,0002805)	0,0025974

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES**

**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2012	31/12/2011
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>		
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b> .....	<b>(16.395)</b>	<b>151.795</b>
<b>RESULTADO ABRANGENTE TOTAL</b> .....	<b>(16.395)</b>	<b>151.795</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Reservas de lucro	Prejuízos acumulados	Outros resultados abrangentes	Total do patrimônio líquido
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011</b> .....		26	26	26	-	<b>777.601</b>
Dividendos intercalares - (RD 21/1/2011 E 27/12/2011) .....		-	-	(101.500)	-	(101.500)
Lucro líquido do exercício.....		-	-	-	151.795	151.795
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:						
Reserva legal.....		-	-	7.590	(7.590)	-
Juros sobre o capital próprio.....		-	-	-	(24.000)	(24.000)
Dividendos .....		-	-	-	(15.651)	(15.651)
Reserva de investimentos.....		-	-	104.554	(104.554)	-
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011</b> .....		<b>533.468</b>	<b>118.594</b>	<b>136.183</b>	<b>-</b>	<b>788.245</b>
Dividendos complementares - (AGO 30/4/2012).....		-	-	(84.349)	-	(84.349)
Prejuízo do período .....		-	-	-	(16.395)	(16.395)
Absorção de prejuízos acumulados .....		-	-	(16.395)	16.395	-
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012</b> .....		<b>533.468</b>	<b>118.594</b>	<b>35.439</b>	<b>-</b>	<b>687.501</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA**

**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2012	31/12/2011		Nota	31/12/2012	31/12/2011
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>							
Lucro (prejuízo) líquido do exercício.....		(16.395)	151.795	Taxas regulamentares .....		(8.114)	10.271
<b>Ajustes ao resultado líquido:</b>				Obrigações do Programa de Eficiência Energética.....		9.379	8.501
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa .....	7	27.647	(2.061)	Obrigações estimadas.....		2.237	562
Depreciação e amortização.....		86.815	74.000	Plano de aposentadoria e benefícios pós-emprego.....		(66)	11
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas .....	18 e 19	13.733	61.750	Outros credores - Antecipação a Universalização .....		72.082	-
Baixa do ativo financeiro e Intangível.....		17.547	11.384	Outros credores.....		2.912	(16.611)
Imposto de renda e contribuição social diferidos .....		(6.343)	24.000	<b>Subtotal</b> .....		<b>50.116</b>	<b>(11.599)</b>
Ajustes ao valor presente e marcação a mercado .....		(5.947)	7.343	<b>Caixa líquido gerado nas atividades operacionais</b> .....		<b>168.920</b>	<b>257.952</b>
Provisão (reversão) para passivos contingentes.....		103.959	(1.040)	<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
<b>Subtotal</b> .....		<b>221.016</b>	<b>327.171</b>	Ativo Financeiro e Intangível dos contratos de concessão.....		(215.857)	(164.901)
<b>(Aumento) redução nas contas do ativo</b>				Acréscimo de obrigações especiais .....		78.207	25.875
Consumidores, concessionários e permissionários .....		(13.841)	(58.906)	Outras.....		-	(816)
Estoques.....		(2.000)	(2.970)	<b>Caixa líquido usado nas atividades de investimento</b> .....		<b>(137.650)</b>	<b>(139.842)</b>
Créditos redução receita baixa renda.....		(2.644)	710	<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Serviços em curso.....		1.228	(5.191)	Operações de mútuo com partes relacionadas - líquido.....		1.622	28.353
Créditos e depósitos vinculados a litígios.....		(11.757)	24.175	Novos empréstimos, financiamentos e debêntures.....	18 e 19	59.964	160.522
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros.....		(6.162)	(6.787)	Pagamentos de empréstimos - principal .....	18 e 19	(115.365)	(156.209)
Sub-rogação da CCC .....		-	319	Recebimento/(Pagamento) de Swap/Opções .....	20	562	(6.293)
Títulos e rendas a receber, títulos e valores mobiliários				Pagamentos de dividendos .....	27	(28.246)	(95.453)
e despesas antecipadas .....		3.107	1.462	Pagamentos de juros sobre o capital próprio .....	27	(21)	(32.479)
Outros devedores - Depósitos a receber .....		(61.818)	-	<b>Caixa líquido usado nas atividades de financiamento</b> .....		<b>(81.484)</b>	<b>(101.559)</b>
Outros devedores .....		(8.325)	(10.432)	<b>Aumento/(Redução) de caixa e equivalentes de caixa</b> .....		<b>(50.214)</b>	<b>16.551</b>
<b>Subtotal</b> .....		<b>(102.212)</b>	<b>(57.620)</b>	Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício .....	6	116.142	99.591
<b>Aumento (redução) nas contas do passivo</b>				Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício .....	6	65.928	116.142
Fornecedores .....		11.306	7.771				
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos.....		(60.532)	(81.399)				
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos .....		20.912	59.295				

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS  
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

(Valores expressos em reais - R\$, 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. - em Recuperação Judicial, atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.316 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 73 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A DENERGE Desenvolvimento Energético S.A. - em Recuperação Judicial, 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.

**1.1. Intervenção administrativa da ANEEL**

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.649, de 31/8/2012, determinou, cautelarmente, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de 1 (um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL.

A presente intervenção tem como objetivos a defesa do interesse público, a preservação do serviço adequado aos consumidores e a gestão dos negócios da concessionária, assegurando o cumprimento das obrigações legais e contratuais vinculadas ao Contrato de Concessão.

Ao interventor são conferidos plenos poderes de gestão e administração sobre as operações e os ativos da concessionária, competindo-lhe, entre outras atribuições fixadas pela ANEEL:

- praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da intervenção;
- identificar e relatar à ANEEL quaisquer irregularidades, eventualmente praticadas pelos administradores da concessionária, decorrentes de atos ou omissões;
- zelar pelo integral cumprimento de todas as disposições e obrigações estabelecidas no respectivo contrato de concessão, em particular quanto à preservação e quantificação dos bens reversíveis vinculados à prestação do serviço concedido;
- implementar as práticas contábeis conforme determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica;
- apresentar os relatórios de auditoria contábil-financeira, nas datas-bases de assunção e de encerramento da intervenção, elaborados por empresa de auditoria independente;
- disponibilizar os dados e as informações necessários à análise jurídica, contábil, financeira, operacional e técnica da concessionária, além de outros que viabilizem a formulação e apresentação, ao acionista controlador, de propostas de investidores interessados na aquisição das ações de controle da concessionária;
- para os atos de alienação, disposição ou oneração do patrimônio da concessionária, contratações e demissões de cargos de Diretoria e Assessoramento, bem como de todo e qualquer cargo cujo salário corresponda a valor igual ou superior a R\$ 20.000,00 mensais, o interventor necessitará de prévia e expressa autorização da ANEEL;
- convocar, com exclusividade, a assembleia geral nos casos em que julgar conveniente; e
- levantar o balanço geral e o inventário de todos os livros, documentos, dinheiro e demais bens da concessionária, ainda que em poder de terceiros, a qualquer título.

A intervenção não afetará o curso regular dos negócios da concessionária, nem seu normal funcionamento, ficando imediatamente afastados do exercício dos seus mandatos os Diretores, os membros dos Conselhos de Administração e do Conselho Fiscal.

As atribuições dos administradores da concessionária serão exercidas, exclusivamente, pelo interventor, que decidirá, inclusive, sobre a nomeação de dirigentes.

A assembleia de acionistas da concessionária subsiste durante a intervenção sem, todavia, intervir na gestão dos negócios. A assembleia de acionistas da concessionária terá um prazo de 60 (sessenta dias) para apresentar à ANEEL um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção, contendo no mínimo:

- discriminação pormenorizada dos meios de recuperação a serem empregados;
- demonstração de sua viabilidade econômico-financeira;
- proposta de regime excepcional de sanções regulatórias para o período de recuperação; e
- estipulação do prazo necessário para o alcance dos objetivos principais, que não poderá ultrapassar o termo final da concessão.

A intervenção poderá ser encerrada antes do prazo estabelecido em caso de deferimento pela ANEEL do plano de recuperação e correção das falhas e transgressões.

**1.2. Plano de recuperação ENERSUL**

Em 31/8/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.649/2012 ("Resolução"), determinou a intervenção administrativa na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL ("Companhia") pelo prazo de 1 (um) ano, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL. Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Companhia teriam que apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção, um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista majoritário protocolizou na ANEEL, um Plano de Recuperação para análise e aprovação da Agência Reguladora.

Esse plano está baseado na premissa de entrada de novo controlador para o grupo rede, com injeção de novos recursos na Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial. Após a entrada do novo acionista, a Rede Energia S.A injetará diretamente ou via Rede Power do Brasil S.A recursos na Companhia.

**1.3. Recuperação Judicial - Rede Energia**

Em 19.12.2012 as acionistas indiretas da ENERSUL bem como a sua acionista direta Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial e as ligadas Companhia Técnica de Comercialização de Energia ("CTCE") - em Recuperação Judicial e a QMRA Participações S.A. ("QMRA") - em Recuperação Judicial tiveram seus pedidos de recuperação judicial (RJ) deferidos nos termos da Lei 11.101/2005.

Os planos de recuperação judicial foram apresentados em juízo no dia 15/3/2013, dentro do prazo legal, para ser submetido a deliberação das assembleias gerais de credores das empresas, a ser instaladas dentro de até 150 dias, contados do deferimento do processamento dos pedidos de recuperação (art. 56, §1o, da Lei de Recuperação). Esses planos, que foram divulgados aos acionistas e ao mercado na forma da regulamentação vigente, estão sujeitos às modificações que poderão ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação das próprias empresas (art. 56, §3o, da Lei de Recuperação).

**1.4. Compromisso de investimento, compra e venda de ações e outras avenças**

Em 19/12/2012 a Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial ("REDE"), divulgou fato relevante a seus acionistas e ao mercado que foi celebrado, nesta data, Compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avenças referente a totalidade das ações do controlador. A efetiva conclusão do negócio está sujeita a condições precedentes, dentre elas: (i) à obtenção das devidas aprovações por parte dos órgãos públicos competentes e de determinados credores e investidores, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis; (ii) à aprovação do plano de recuperação das distribuidoras de energia elétrica, apresentado à ANEEL, para levantamento da intervenção; e (iii) à aprovação pelos credores do plano de recuperação a ser apresentado no âmbito da recuperação judicial da Rede, ajuizada em conjunto com a Companhia Técnica de Comercialização de Energia - em recuperação judicial, QMRA Participações S.A. - em recuperação judicial, EEVP- em recuperação judicial e Denerge - em recuperação judicial.

**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:

- pelo advento do termo final do contrato;
- pela encampação do serviço;
- pela caducidade;
- pela rescisão;
- 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 de 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-gerenciáveis" das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
- Parcela "B": Compreende os custos "gerenciáveis", 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 que ocorrem anualmente em 8 de abril:

- 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 acordo de concessão.
- Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar a cada 5 anos o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá por meio 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 conduzido 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. Componentes da receita requerida:

**Reserva Global de Reversão - RGR:** 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.

**Conta de Consumo de Combustível - CCC:** 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.

**Taxa de Fiscalização - TFSE:** 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.

**Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA:** 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.

**Conta de Desenvolvimento Energético - CDE:** 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.

**Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética:** Referente a aplicação de 1% da receita operacional líquida anual, sendo no mínimo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.

**Despesas de operação e manutenção:** Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

**Cotas de depreciação:** Representa a parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados a composição dos investimentos realizados.

**Remuneração do Capital:** É a parcela da receita necessária para promover rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Por meio da Medida Provisória nº 579/2012 de 11/9/2012 convertida na Lei 12.783/12 de 11/1/2013, alguns desses encargos foram revogados e outros tiveram suas alíquotas reduzidas (vide Nota Explicativa nº 39.2).

A energia distribuída é substancialmente adquirida de Furnas Centrais Elétricas S.A., Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS 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 1.093 funcionários, 1.434 prestadores de serviços e 48 estagiários, em 31/12/2012.

**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 e as normas internacionais de relatório financeiro)**

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, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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).

**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.

**d. Autorização de conclusão das demonstrações financeiras**

A autorização para emissão das demonstrações financeiras foi realizada pelos representantes da intervenção em 12/3/2013.

**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 continuamente e quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

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

**3.3. Gestão do capital**

As políticas de utilização de instrumentos financeiros para dirimir riscos inerentes a operação da Companhia estão descritas na nota explicativa nº 20.

**3.4. Divulgação das demonstrações financeiras regulatórias**

Conforme requerido pela Resolução Normativa ANEEL nº 396/2010, as demonstrações financeiras regulatórias estarão disponibilizadas no sítio eletrônico da Companhia ([www.enersul.com.br](http://www.enersul.com.br)) no link "Investidores", a partir de 30/4/2013.

**4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS**

As práticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nessas demonstrações financeiras.

**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 e (iii) Empréstimos e recebíveis.

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 como 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.

**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 conversíveis 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*):** Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável. Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou da unidade geradora de caixa exceder o seu valor recuperável. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e quando um evento subsequente indica reversão da perda, a diminuição é revertida e registrada no resultado.

**a. Ativos financeiros:** Constituída após avaliação sobre a existência de evidência objetiva acerca da possibilidade de perda no valor recuperável de recebíveis. 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.



**b. Ativos não financeiros:** Todo final de período a Companhia avalia se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão, 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 para 31/12/2012 foi de 11,36%, que representa o WACC real setorial.

**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 a rubrica "Consumidores". As taxas de descontos refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes aos utilizados pelo mercado, equivalente a 11,36%, que representa o WACC real setorial.

**Estoque (inclusive do ativo intangível em curso):** Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado 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. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo no reconhecimento inicial e subsequentemente ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas no resultado.

**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 limitada 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 OCP 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.

**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 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. Quando o arrendamento é classificado como operacional, ou seja, seus riscos e benefícios não são transferidos, os pagamentos efetuados sob arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento.

**Empréstimos e financiamentos:** 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 são 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.

**Transações em moeda estrangeira:** Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do exercício, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o exercício, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do exercício de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.

**Instrumentos financeiros derivativos:** A Companhia firmou contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de "Operações de swap" e o resultado apurado na conta "Receitas e Despesas Financeiras" (resultado) e/ou intangível em curso (quando da construção do intangível operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia são, em sua maioria, com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins especulativos.

**Valor justo:** É a quantia pela qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes conhecedoras e dispostas a isso em transação sem favorecimento. A hierarquia do valor justo deve ter os seguintes níveis:

- Nível 1: preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;
- Nível 2: inputs diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
- Nível 3: inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis).

**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 alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social 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. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada encerramento de exercício e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

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 custo e/ou despesa com pessoal, 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 Companhia 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 porcentagem completada da obra, sendo determinada com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de lucro, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

**Receitas e despesas financeiras:** As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicações financeiras, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e ganhos nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado por meio do método de juros efetivos. As despesas financeiras abrangem principalmente encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado por meio do método de juros efetivos.

**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).

**Demonstrações de valor adicionado:** A Companhia elaborou demonstrações de valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicável às Companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

**Novas normas e interpretações ainda não adotadas:** Diversas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (International Accounting Standards Board) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2012, e que poderiam afetar a Companhia, são elas:

- Emenda da IAS 19 - Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas atuárias imediatamente reconhecidas em outros resultados abrangentes. Vigência 1/1/2013;
- Emenda da IAS 19 - Benefícios a Empregados (CPC 33 - R1): Contabilização e Divulgação dos benefícios concedidos a empregados. Vigência 01/01/2013;
- Emenda da IAS 32 - Instrumentos Financeiros: Apresentação (CPC 39): Apresentar requerimentos para compensação de ativos financeiros e passivos financeiros. Vigência 1/1/2014;
- Emenda da IFRS 7 (emitida em dezembro/2011) - Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Estabelece novas divulgações a respeito de compensação de saldos de ativos e passivos financeiros. Vigência 1/1/2013;
- IFRS 9 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração (CPC 38): Mantém mas simplifica o modelo de mensuração mista e estabelece duas categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. Vigência 1/1/2015;
- IFRS 13 - Mensuração do valor justo (CPC46): Estabelece critérios de mensuração e divulgação do valor justo quando for requerido ou permitido por outros IFRS. Vigência 1/1/2013;

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos ou revisões equivalentes às IFRS/IAS 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. Para mais informações, vide a lista completa de pronunciamentos no site do CPC: [www.cpc.org.br](http://www.cpc.org.br).

## 5. ICPC 01 - CONTRATOS DE CONCESSÃO (IFRIC 12)

Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/2009, 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:

- Controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e
- Controla qualquer participação residual significativa na infraestrutura, no final do prazo da concessão.

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

- Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 - Contratos de Construção; e
- 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 manutenção são reconhecidos como despesas e, com ampliação capitalizados. A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:
  - Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar dos usuários. Este ativo é amortizado durante o prazo de concessão, pela maneira que melhor represente o consumo dos benefícios econômicos;
  - Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, onde os bens da concessão assim são reconhecidos. O ativo financeiro representa um direito incondicional de receber pagamento do poder concedente, e mensurado de acordo com o CPC 38 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração; e
  - Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

### 5.1. Adoção da ICPC 01

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas de 3 maneiras:

- Direito de cobrar dos usuários pela energia consumida (fatura);
  - Direito de cobrar os usuários pelo uso do sistema de distribuição; e
  - Indenização dos bens reversíveis ao final do prazo da concessão.
- O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. O ativo financeiro deve ser reconhecido pela melhor estimativa do valor justo da indenização, e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão, que será paga a título de indenização pela União. Existe uma indefinição quanto a renovação das concessões. A inexistência de definição legal e constitucional, aliada a ausência de histórico de reversões, faz com que o ativo intangível tenha sua vida útil limitada ao prazo da concessão. Contudo, a Administração da Companhia entende que conseguirá renovar por igual período, conforme direito previsto no contrato de concessão, cuja renovação será requerida pela Companhia, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço e cumprimento de regularidade junto ao órgão técnico de fiscalização do poder concedente e demais exigências previstas no contrato de concessão.

A atualização do ativo financeiro da concessão está sendo realizada com base na metodologia de valorização do ativo imobilizado da concessão, utilizada pelo poder concedente na revisão tarifária que ocorre a cada quatro anos. Essa metodologia de valorização consiste em reavaliar a infraestrutura da distribuição de energia pelo VNR - Valor Novo de Reposição, para compor a Base de Remuneração Regulatória. A Companhia utiliza o IGP-M como melhor estimativa para atualizar o valor do ativo financeiro da concessão, entre os períodos da revisão tarifária. Quando ocorrer a próxima revisão tarifária prevista para 8/4/2013, esses valores serão ajustados pela variação do VNR apurado na infraestrutura da distribuição. O IGP-M também é utilizado como base para ajuste da tarifa realizada pela ANEEL anualmente. O ativo financeiro da concessão foi classificado como disponível para venda, conforme a OCP 05 - Contratos de Concessão, e sua contrapartida foi registrada no resultado do exercício.

A despesa com depreciação incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem, sendo utilizada como base de cálculo da amortização do ativo intangível.

A ICPC 01 ainda determina o reconhecimento de receita e despesa de construção referente às obras em andamento. A Administração entende que a atividade de construção não gera lucro, assim não apresenta margem de lucro.

## 6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Saldos bancários .....	31/12/2012	31/12/2011
	59.408	7.579
Outros investimentos .....	6.520	108.563
<b>Total .....</b>	<b>65.928</b>	<b>116.142</b>

### 6.1. Outros investimentos

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2012	31/12/2011
BIC Banco .....	CDB	(*)	100,0 a 106,0 CDI	-	40.989
Banco Bradesco .....	Capitalização	(*)	6,0 a.a. + TR	1.426	1.282
Banco Bradesco .....	CDB	(*)	20,0 a 100,0 CDI	1.956	89

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2012	31/12/2011
Banco BVA .....	CDB	(*)	103,0 CDI	4	-
Banco do Brasil .....	CDB	(*)	100,0 CDI	383	235
Banco Daycoval .....	CDB	(*)	101,2 CDI	-	49.315
Banco Original .....	CDB	(*)	100,0 CDI	1.498	-
Banco Industrial .....	CDB	(*)	101,0 a 104,0 CDI	-	6.132
Banco Itaú .....	CDB	(*)	101,2 CDI	1	1
Banco Safra .....	CDB	(*)	10,0 CDI	1.244	10.512
Banco Votorantim .....	CDB	(*)	102,0 CDI	8	8
<b>Total .....</b>				<b>6.520</b>	<b>108.563</b>

(\*) As aplicações financeiras são consideradas equivalentes de caixa por permitirem o resgate a qualquer momento sem perda dos juros transcorrido. O valor contábil é próximo ao seu valor justo.

## 7. CONSUMIDORES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Consumidores .....	392.094	352.609	47.233	38.572
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa) .....	(66.164)	(38.516)	-	-
<b>Total .....</b>	<b>325.930</b>	<b>314.093</b>	<b>47.233</b>	<b>38.572</b>

7.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vincendos	Saldos vencidos				Total 31/12/2012	Total 31/12/2011
		até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total		
<b>Circulante</b>							
Residencial.....	70.144	36.151	7.275	15.812	59.238	129.382	119.345
Industrial.....	28.008	5.076	1.111	7.008	13.195	41.203	45.548
Comércio, serviços e outras atividades.....	43.890	13.599	4.504	13.715	31.818	75.708	75.406
Rural.....	10.023	5.774	2.834	7.221	15.829	25.852	27.932
<b>Poder público:</b>							
Federal.....	3.986	1.044	193	207	1.444	5.430	3.469
Estadual.....	5.707	2.798	16	4.899	7.713	13.420	12.469
Municipal.....	6.596	3.032	1.022	1.162	5.216	11.812	31.866
Iluminação pública.....	8.342	1.839	392	971	3.202	11.544	15.719
Serviço público.....	5.682	169	35	-	204	5.886	6.250
Parcelamento Energia (FATURAS NOVADAS).....	25.424	3.517	4.231	14.398	22.146	47.570	6.250
(-) Ajuste a valor presente (a).....	(324)	-	-	-	-	(324)	(502)
Redução de tarifa - irrigação e aquicultura (b).....	10	-	-	-	-	10	37
Redução de uso sistema de distribuição.....	6.330	-	-	-	-	6.330	6.084
<b>Subtotal - Consumidores.....</b>	<b>213.818</b>	<b>72.999</b>	<b>21.613</b>	<b>65.393</b>	<b>160.005</b>	<b>373.823</b>	<b>343.623</b>
Participação financeira do consumidor.....	53	24	32	24	80	133	529
Comercialização na CCEE (c).....	573	-	-	-	-	573	565
Programa emergencial de redução do consumo.....	-	-	-	-	543	543	588
Encargos de capacidade emergencial.....	-	-	-	-	377	377	425
Concessionárias e permissionárias.....	47	-	-	-	-	47	47
Encargos de uso da rede elétrica.....	2.892	-	-	-	-	2.892	2.771
Outros.....	8.529	2.347	613	2.217	5.177	13.706	4.061
<b>Total.....</b>	<b>225.912</b>	<b>75.370</b>	<b>22.258</b>	<b>67.634</b>	<b>166.182</b>	<b>392.094</b>	<b>352.609</b>
<b>Não circulante</b>							
Parcelamento Energia (FATURAS NOVADAS).....	52.135	-	-	-	-	52.135	41.393
(-) Ajuste a valor presente (a).....	(7.964)	-	-	-	-	(7.964)	(8.498)
Comercialização na CCEE (c).....	3.062	-	-	-	-	3.062	3.062
Redução de uso sistema de distribuição.....	-	-	-	-	-	-	2.615
<b>Total.....</b>	<b>47.233</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>47.233</b>	<b>38.572</b>

Do valor total de contas a receber em 31/12/2012, R\$ 99.705 (R\$ 91.534 em 31/12/2011) se referem a renegociações definidas.

(a) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor. Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 11,36% a.a., que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução Normativa ANEEL nº 457 de 8/11/2011. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitido, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

(b) Subsídio a irrigantes

A Resolução Normativa nº 540, de 1/10/2002, implementou a Lei nº 10.438, de 26/4/2002, que estendeu os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica de irrigantes ao consumo verificado no horário compreendido entre 21h30 e 6h do dia seguinte.

Esse dispositivo legal ampliou o horário estabelecido na Portaria DNAEE nº 105, de 3/4/1992, das 23h às 5h do dia seguinte, em que eram concedidos descontos especiais para consumidores do Grupo A (alta tensão) e do Grupo B (baixa tensão).

A Resolução Normativa nº 207, de 9/1/2006, que "estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e na aquicultura", dispôs no artigo 6º que "o valor financeiro resultante dos descontos estabelecido nesta Resolução configura direito da concessionária ser compensada no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração".

Saldo em 31/12/2011.....	37
Apropriado no período.....	42
Amortizado no período.....	(69)
<b>Saldo em 31/12/2012.....</b>	<b>10</b>

(c) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no circulante e não circulante, no montante de R\$ 3.635, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2012. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003 e as demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2012 estão sendo liquidadas mensalmente. Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

7.2. Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)

	31/12/2012	31/12/2011
Residencial.....	(23.613)	(8.182)
Industrial.....	(8.459)	(8.102)
Comércio, serviços e outras atividades.....	(17.258)	(14.687)
Rural.....	(7.751)	(4.405)
Poder público.....	(5.678)	(786)
Iluminação pública.....	(318)	(61)
Serviço público.....	-	(13)
Outras receitas.....	(2.295)	(1.488)
Credores diversos.....	(792)	(792)
<b>Total.....</b>	<b>(66.164)</b>	<b>(38.516)</b>
<b>Movimentação:</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Saldo no início do exercício.....	(38.516)	(40.577)
Perdas no exercício.....	12.331	482
Recuperação de perdas.....	(1.186)	(4.875)
Complemento da provisão/reversão.....	(38.793)	6.454
<b>Saldo no final do exercício.....</b>	<b>(66.164)</b>	<b>(38.516)</b>

Após análise criteriosa desses créditos em atrasos, a Administração da Companhia adotou uma estimativa mais conservadora na constituição da PCLD, cuja composição está demonstrada a seguir:

- **Classe residencial:** A totalidade dos créditos de consumidores: a) desligados a mais de 180 dias; b) vencidos a mais de 180 dias em que houve troca de titularidade na unidade consumidora; c) sem CPF com atrasos superior a 90 dias; d) ligados ou cortados vencidos a mais de 180 dias que não apresentam nenhuma fatura vencida a menos de 90 dias; e) negativados no SERASA ou SCPC a mais de 364 dias; f) vencidos a mais de 4 anos; g) com faturas originadas por conta de fraudes, em unidades consumidoras que apresentam troca de titularidade.
- **Classe industrial:** A totalidade dos créditos de consumidores: a) desligados a mais de 360 dias; b) vencidos a mais de 360 dias em que houve troca de titularidade na unidade consumidora; c) sem CNPJ com atrasos superior a 360 dias; d) ligados ou cortados vencidos a mais de 360 dias que não apresentam nenhuma fatura vencida a menos de 90 dias; e) negativados no SERASA ou SCPC a mais de 364 dias; f) vencidos a mais de 4 anos; g) com faturas originadas por conta de fraudes, em unidades consumidoras que apresentam troca de titularidade.
- **Classe comercial:** A totalidade dos créditos de consumidores: a) desligados a mais de 180 dias; b) vencidos a mais de 180 dias em que houve troca de titularidade na unidade consumidora; c) sem CNPJ com atrasos superior a 180 dias; d) ligados ou cortados vencidos a mais de 180 dias que não apresentam nenhuma fatura vencida a menos de 90 dias; e) negativados no SERASA ou SCPC a mais de 364 dias; f) vencidos a mais de 4 anos; g) com faturas originadas por conta de fraudes, em unidades consumidoras que apresentam troca de titularidade.
- **Classe rural:** A totalidade dos créditos de consumidores: a) desligados a mais de 360 dias; b) vencidos a mais de 360 dias em que houve troca de titularidade na unidade consumidora; c) sem CPF com atrasos superior a 360 dias; d) ligados ou cortados vencidos a mais de 360 dias que não apresentam nenhuma fatura vencida a menos de 90 dias; e) negativados no SERASA ou SCPC a mais de 364 dias; f) vencidos a mais de 4 anos; g) com faturas originadas por conta de fraudes, em unidades consumidoras que apresentam troca de titularidade.
- **Classes: poder público - iluminação pública - serviço público:** A totalidade dos créditos de consumidores vencidos a mais de 1.825 dias.

8. TÍTULOS A RECEBER

A Companhia possui contratos particulares de cessão de créditos, correspondentes a precatórios, emitidos pelo Estado do Mato Grosso do Sul, recebidos de diversas prefeituras, para liquidação de contas de energia elétrica vencidas e a vencer, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2012	31/12/2011
Ativo circulante.....	6.776	8.089
Ativo não circulante.....	-	1.377
<b>Total.....</b>	<b>6.776</b>	<b>9.466</b>

9. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Imposto de renda e contribuição social:</b>				
Imposto de renda (a).....	12.174	7.905	-	-
Contribuição social (a).....	2.925	1.188	-	-
<b>Subtotal.....</b>	<b>15.099</b>	<b>9.093</b>	-	-
<b>Outros impostos e contribuições a recuperar</b>				
ICMS (b).....	14.158	16.225	13.900	11.856
(-) Ajuste a valor presente.....	-	(594)	-	(2.468)
<b>ICMS Ajustado.....</b>	<b>14.158</b>	<b>15.631</b>	<b>13.900</b>	<b>9.388</b>
INSS.....	879	881	-	-
PIS (c).....	3.928	3.898	-	-
Outros.....	169	18	-	-
<b>Subtotal.....</b>	<b>19.134</b>	<b>20.428</b>	<b>13.900</b>	<b>9.388</b>
<b>Total.....</b>	<b>34.233</b>	<b>29.521</b>	<b>13.900</b>	<b>9.388</b>

(a) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2012 e anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB.

(b) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 meses. A Companhia procedeu, até dezembro/2011, ao cálculo do AVP - Ajustes a Valor Presente utilizando a taxa de 12,81% a.a..

(c) Refere-se a créditos de PIS depositado a maior nos autos do processo 97005217-6, 2ª Vara da Justiça Federal de Campo Grande - MS, aguardando a conversão dos depósitos em renda para compensação com quaisquer tributos administrados pela RFB.

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

10.1. Composição das despesas com impostos

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base nas alíquotas vigentes nas datas dos balanços. Os impostos e contribuições sociais diferidos relativos às diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social são registrados em contas patrimoniais. Demonstramos a seguir a composição da base de cálculo e dos saldos desses impostos:

	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
<b>Composição da receita (despesa) com impostos:</b>				
Impostos correntes.....	(10.065)	(3.235)	(28.471)	(10.394)
Impostos diferidos - variação líquida.....	2.111	4.232	(17.699)	(6.301)
<b>Total.....</b>	<b>(7.954)</b>	<b>997</b>	<b>(46.170)</b>	<b>(16.695)</b>

10.2. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
<b>Reconciliação para taxa efetiva</b>				
<b>Lucro antes do imposto de renda e contribuição social..</b>	<b>(9.438)</b>	<b>(9.438)</b>	<b>214.660</b>	<b>214.660</b>
<b>Adições(exclusões) Permanentes</b>				
Gratificações e participações.....	535	-	2.625	-
Doações.....	380	380	204	204
Multas indedutíveis.....	6.248	-	44	-
Efeitos da Lei 11.638/2007.....	-	-	(31.020)	(31.020)
Outras.....	34.438	(2.016)	1.547	1.651
<b>Subtotal.....</b>	<b>41.601</b>	<b>(1.636)</b>	<b>(26.600)</b>	<b>(29.165)</b>
<b>Base de cálculo dos impostos.....</b>	<b>32.163</b>	<b>(11.074)</b>	<b>188.060</b>	<b>185.495</b>
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
<b>Saldo apurado.....</b>	<b>(8.041)</b>	<b>997</b>	<b>(47.015)</b>	<b>(16.695)</b>
Créditos sobre incentivos fiscais.....	87	-	845	-
<b>Receita (despesa) com impostos.....</b>	<b>(7.954)</b>	<b>997</b>	<b>(46.170)</b>	<b>(16.695)</b>
<b>Taxa efetiva.....</b>	<b>-84,28%</b>	<b>10,56%</b>	<b>21,51%</b>	<b>7,78%</b>

10.3. Ativo fiscal diferido

Os créditos fiscais a seguir detalhados, serão utilizados para redução de carga tributária futura, sendo reconhecidos com base em históricos de rentabilidade da Companhia e as expectativas de geração de lucros tributáveis.

	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a).....	123.079	123.079	19.244	19.244
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a).....	66.164	66.164	38.517	38.517
Provisão para contingências fiscais (a).....	45.844	45.844	45.721	45.721
Prejuízos fiscais e base negativa (b).....	254.881	213.038	306.850	226.415
Amortização do ágio (c).....	183.119	183.119	204.238	204.238
Ajustes da Lei 11.638/2007 (d).....	-	-	12.546	12.546
<b>Base de cálculo dos impostos diferidos.....</b>	<b>673.087</b>	<b>631.244</b>	<b>627.116</b>	<b>546.681</b>
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
<b>Impostos diferidos não circulante.....</b>	<b>168.271</b>	<b>56.812</b>	<b>156.779</b>	<b>49.201</b>

Fundamentos para realização do imposto de renda e contribuição social diferida:

- (a) Efeivação da perda
- (b) Realização dos Lucros
- (c) Perspectiva de realização de ganhos futuros
- (d) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371/2002, a Companhia estima recuperar o crédito tributário, conforme demonstrado abaixo:

	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total
	20.001	20.827	20.898	21.306	22.054	119.997	225.083



10.4. Passivo fiscal diferido

	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de renda	Contribuição Social	Imposto de renda	Contribuição Social
<b>Diferenças temporárias:</b>				
Variação cambial diferida (a).....	5.713	5.713	4.103	4.103
Componentes financeiros (b).....	(2.369)	(2.369)	-	-
Acréscimos moratórios (c).....	14.327	14.327	9.470	9.470
Ajustes da Lei 11.638/2007 (d).....	33.431	33.431	-	-
<b>Base de cálculo dos impostos diferidos.....</b>	<b>51.102</b>	<b>51.102</b>	<b>13.573</b>	<b>13.573</b>
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
<b>Impostos diferidos não circulante (outros).....</b>	<b>12.776</b>	<b>4.599</b>	<b>3.393</b>	<b>1.222</b>

Fundamentos para realização do imposto de renda e contribuição social diferida:

- (a) Realização dos empréstimos  
(b) Diferimento do reposicionamento tarifário  
(c) Efetivação da perda  
(d) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

10.5. Movimentação dos tributos diferidos

	31/12/2011	Reconhecidos no resultado	31/12/2012
<b>Imposto de renda:</b>			
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis.....	4.812	25.957	30.769
Provisão para créditos de liquidação duvidosa.....	9.629	6.912	16.541
Provisão para contingências fiscais.....	11.430	31	11.461
Amortização de ágio.....	51.059	(5.279)	45.780
Prejuízos fiscais.....	76.712	(12.992)	63.720
Variação cambial diferida.....	(1.026)	(402)	(1.428)
Componente financeiro.....	-	592	592
Acréscimos moratórios.....	(2.367)	(1.214)	(3.581)
Ajustes da Lei 11.638/2007.....	3.137	(11.494)	(8.357)
<b>Total.....</b>	<b>153.386</b>	<b>2.111</b>	<b>155.497</b>

**Contribuição social:**

	31/12/2011	Reconhecidos no resultado	31/12/2012
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis.....	1.732	9.344	11.076
Provisão para créditos de liquidação duvidosa.....	3.466	2.489	5.955
Provisão para contingências fiscais.....	4.114	12	4.126
Amortização de ágio.....	18.381	(1.900)	16.481
Base negativa.....	20.378	(1.205)	19.173
Variação cambial diferida.....	(369)	(145)	(514)
Componente financeiro.....	-	213	213
Acréscimos moratórios.....	(852)	(438)	(1.290)
Ajustes da Lei 11.638/2007.....	1.129	(4.138)	(3.009)
<b>Total.....</b>	<b>47.979</b>	<b>4.232</b>	<b>52.211</b>

11. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

**Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional da Companhia que foi compensada por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23/12/2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. Conforme disposição da Lei nº 12.212, de 20/1/2010, para o consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh o desconto será de 65%, entre 31 kWh e 100 kWh o desconto será de 40% e entre 101 kWh e 220 kWh o desconto será de 10%.

Segue abaixo a movimentação no período:

<b>Saldo em 31/12/2011.....</b>	<b>3.767</b>
Valor provisionado.....	1.011
Valor homologado.....	19.062
Valor recebido.....	(17.429)
<b>Saldo em 31/12/2012.....</b>	<b>6.411</b>

12. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Adiantamentos a empregados.....	1.635	708	-	-
Adiantamentos a fornecedores.....	4.829	2.280	-	-
Alienação de bens e direitos.....	20	1.209	-	-
Dispêndios a reembolsar.....	345	1.213	-	-
Convênios de arrecadação.....	2.788	2.345	-	-
Cheques em cobrança especial.....	515	520	-	-
Desativações em curso (a).....	1.069	976	-	-
Alienação em curso (a).....	313	16	-	-
Padrão baixa renda.....	6.419	6.002	-	-
Programa eficiência energética.....	1.677	1.794	-	-
Despesas pagas antecipadamente.....	1	178	-	-
Plano de universalização.....	433	-	6.898	2.341
Banco Daycoval (b).....	-	-	61.818	-
Outros créditos a receber.....	1.478	1.819	3.709	-
<b>Total.....</b>	<b>21.522</b>	<b>19.060</b>	<b>72.425</b>	<b>2.341</b>

(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 intangível ou realização.

(b) Refere-se à transferência de valores efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial, em 28/02/2012, para quitação de dívidas vencidas por antecipação desta holding, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração (Interventor) da Companhia considera essa transferência indevida e está questionando judicialmente a sua devolução. Todavia, a Administração (Interventor) considera como certo o recebimento deste ativo devido às seguintes razões: (i) o Plano de Recuperação, aprovado pela Assembleia dos Acionistas da holding Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial e também pela Assembleia de Acionistas da ENERSUL, apresentado à ANEEL, em 26/10/12, no âmbito da intervenção administrativa, propõe o ressarcimento da Companhia mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A.; (ii) segundo informações prestadas pela ANEEL, o ressarcimento destes valores é condição de aprovação do Plano de Recuperação. A perda da disponibilidade financeira decorrente da referida transferência gerou dificuldades no fluxo de caixa e comprometimento da capacidade de adimplência com as obrigações setoriais e a Administração (Interventor) avalia os atos praticados pela administração anterior sobre o assunto.

13. 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, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes 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 DENERGE - Desenvolvimento Energético S.A. ("DENERGE") - em "Recuperação Judicial" e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP") - em "Recuperação Judicial", ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia, calculados trimestralmente.

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

Em 31/12/2012, os limites operacionais do acordo foram atendidos.

13.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	31/12/2012	31/12/2011
<b>Transações de mútuos:</b>			
Receitas financeiras.....	-	403	2.028
Despesas financeiras.....	-	(849)	(680)
<b>Outras receitas:</b>			
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.....	Coligada	-	4
Rede Eletricidade e Serviços S.A.....	Coligada	201	150
		<b>201</b>	<b>154</b>
<b>Encargo de uso da rede elétrica:</b>			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.....	Coligada	(4.638)	(4.330)
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.....	Coligada	(2.313)	(1.815)
		<b>(6.951)</b>	<b>(6.145)</b>
<b>Custo de prestação de serviços:</b>			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.....	Coligada	(5.054)	(4.635)
		<b>(5.054)</b>	<b>(4.635)</b>

	Relacionamento	31/12/2012	31/12/2011
<b>SALDOS ATIVOS</b>			
<b>Não circulante</b>			
<b>Conta corrente (b):</b>			
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em "Recuperação Judicial".....	Coligada	-	11.581
		-	<b>11.581</b>
<b>Outros créditos (c):</b>			
Rede Power do Brasil S.A.....	Coligada	8.324	-
		<b>8.324</b>	-
<b>Total.....</b>		<b>8.324</b>	<b>11.581</b>

	Relacionamento	31/12/2012	31/12/2011
<b>SALDOS PASSIVOS</b>			
<b>Circulante</b>			
<b>Fornecedores (a):</b>			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.....	Coligada	416	390
Caiuá Distribuição de Energia S.A. ....	Coligada	124	132
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.....	Coligada	72	59
		<b>612</b>	<b>581</b>
<b>Dividendos:</b>			
Rede Power Energia S.A.....	Coligada	1.799	8.602
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial".....	Controladora	38.271	13.011
		<b>40.070</b>	<b>21.613</b>
<b>Não circulante</b>			
<b>Valores a reembolsar:</b>			
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVP).....	Coligada	-	7
		-	<b>7</b>
<b>Conta corrente (b):</b>			
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVP).....		18.561	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.....	Coligada	-	16.106
		<b>18.561</b>	<b>16.106</b>
<b>Outros contratos (c):</b>			
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (CELTINS).....	Coligada	24.385	-
Rede Power Energia S.A. ....	Coligada	13.345	-
		<b>37.730</b>	-
<b>Total.....</b>		<b>56.291</b>	<b>16.113</b>

(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, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

(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 os saldos credores estabelecidos no contrato, às Distribuidoras (mutuárias), na medida de suas necessidades de forma sucessiva e contínua. 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. Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 7º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência 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, tomam ou dão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, dentro dos limites para os saldos credores estabelecidos no contrato.

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. Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 5º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

(c) Outros contratos

Ativo

Refere-se a cessão parcial do contrato de compra e venda de participações societárias entre a coligada Rede Power e a CELPA, no valor total de R\$ 8.134, para quitação parcial do contrato de mútuo conforme Plano de Recuperação aprovado pela Assembleia Geral de Credores realizada em 1/9/2012, mantendo-se as condições em vigor: encargo IGP-M + 2% a.a. e o pagamento em 10 parcelas anuais para o contrato de aquisição da participação na Rede Lajeado e 100% do CDI mais 2% ao ano e o pagamento em 60 parcelas iguais, mensais e sucessivas sendo concedida à compradora uma carência inicial de 3 anos para o início do pagamento para o contrato de aquisição da participação na ELETRONORTE.

Passivo

Refere-se a Instrumento Particular de Cessão de Créditos de dividendos de titularidade da Controladora Rede Energia para as Coligadas CELTINS e Rede Power.

13.2. Remuneração dos administradores

A remuneração total dos administradores para o período findo em 31/12/2012 foi de R\$ 3.102 (R\$ 5.773 em 31/12/2011), que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo.

No período findo em 31/12/2012 não houve benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

13.3. 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 por meio de contratos e aditamentos devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira quando necessário.

**Compartilhamento de aeronaves:** Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas e suportadas na Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, 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 por meio do Ofício nº 1.955/2003. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 498 (R\$ 779 em 2011).

**Compartilhamento de escritório comercial em Brasília:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT 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 21/7/2013 e possui anuência da ANEEL por meio do Despacho nº 1.812/2010. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 42 (R\$ 32 em 2011).

**Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 30 referentes a infraestrutura 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 28/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.706/2007 e nº 994/2009. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 64 (R\$ 68 em 2011).

**Compartilhamento de link de dados:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 24, referentes ao link de dados, são suportados pelas Companhia Caiuá Distribuição, EDEVP e EEB e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/1/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 342/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 24.

**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 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 8/3/2013 e possui dispensa de anuência da ANEEL por meio do inciso IV, do artigo 3º da Resolução nº 334/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 16 (R\$ 21 em 2011).

14. INVESTIMENTOS

	31/12/2012	31/12/2011
<b>Propriedades para investimento avaliadas a custo:</b>		
Edificações, obras civis e benfeitorias (a).....	740	784
Máquinas e Equipamentos.....	-	272
<b>Total.....</b>	<b>740</b>	<b>1.056</b>

(a) Refere-se a bens destinados a uso futuro.



**15. ATIVO FINANCEIRO E ATIVO INTANGÍVEL DO CONTRATO DE CONCESSÃO**

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

	31/12/2012	31/12/2011
Ativo financeiro .....	227.217	158.046
Ativo intangível .....	820.143	819.823
<b>Total .....</b>	<b>1.047.360</b>	<b>977.869</b>

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

Em serviço:	31/12/2011	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2012
<b>Custo</b>					
Distribuição .....	1.903.118	120.564	(63.905)	216.903	2.176.680
Comercialização .....	17.650	169	(4.259)	304	13.864
Administração .....	220.963	1.376	(74.937)	5.064	152.466
Não vinculadas a concessão .....	1.334	2	(13)	-	1.323
<b>Subtotal .....</b>	<b>2.143.065</b>	<b>122.111</b>	<b>(143.114)</b>	<b>222.271</b>	<b>2.344.333</b>
(-) Obrigações vinc. à concessão .....	(408.770)	(56.973)	52.963	(82.584)	(495.364)
<b>Total do custo .....</b>	<b>1.734.295</b>	<b>65.138</b>	<b>(90.151)</b>	<b>139.687</b>	<b>1.848.969</b>
<b>(-) Amortização</b>					
Distribuição .....	(831.809)	(155.793)	22.821	-	(964.781)
Comercialização .....	(9.798)	(2.861)	3.676	-	(8.983)
Administração .....	(165.276)	(14.556)	66.273	-	(113.559)
Não vinculadas a concessão .....	(1.079)	(44)	4	-	(1.119)
<b>Subtotal .....</b>	<b>(1.007.962)</b>	<b>(173.254)</b>	<b>92.774</b>	-	<b>(1.088.442)</b>
Obrigações vinc. à concessão .....	124.323	69.831	463	-	194.617
<b>Total da amortização .....</b>	<b>(883.639)</b>	<b>(103.423)</b>	<b>93.237</b>	-	<b>(893.825)</b>
<b>Total em serviço .....</b>	<b>850.656</b>	<b>(38.285)</b>	<b>3.086</b>	<b>139.687</b>	<b>955.144</b>
<b>Em Curso:</b>					
Distribuição .....	112.314	192.718	(20.137)	(216.322)	68.573
Comercialização .....	95	59	-	(154)	-
Administração .....	25.517	6.368	(29)	(5.795)	26.061
<b>Subtotal .....</b>	<b>137.926</b>	<b>199.145</b>	<b>(20.166)</b>	<b>(222.271)</b>	<b>94.634</b>
Obrigações vinc. à concessão .....	(10.713)	(78.207)	3.918	82.584	(2.418)
<b>Total em curso .....</b>	<b>127.213</b>	<b>120.938</b>	<b>(16.248)</b>	<b>(139.687)</b>	<b>92.216</b>
<b>Total .....</b>	<b>977.869</b>	<b>82.653</b>	<b>(13.162)</b>	-	<b>1.047.360</b>

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

	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	31/12/2012 Valor líquido	31/12/2011 Valor líquido
<b>Em serviço:</b>								
Geração .....	3,98%	11.824	(1.427)	(5.206)	5.191	(190)	5.001	5.436
Distribuição .....	4,05%	4.058.218	(774.095)	(1.169.633)	2.114.490	(929.687)	1.184.803	1.591.316
Comercialização .....	7,57%	6.696	(1.545)	(3.438)	1.713	(267)	1.446	4.358
Administração .....	4,92%	131.081	(24.098)	(59.038)	47.945	2.174	50.119	57.875
<b>Subtotal .....</b>		<b>4.207.819</b>	<b>(801.165)</b>	<b>(1.237.315)</b>	<b>2.169.339</b>	<b>(927.970)</b>	<b>1.241.369</b>	<b>1.658.985</b>
<b>Em curso:</b>								
Geração .....		2.090	-	-	2.090	(25)	2.065	912
Distribuição .....		356.724	-	-	356.724	(95.161)	261.563	(18.145)
Comercialização .....		-	-	-	-	(55)	(55)	(55)
Administração .....		12.842	-	-	12.842	(20)	12.822	8.133
<b>Subtotal .....</b>		<b>371.656</b>	-	-	<b>371.656</b>	<b>(95.261)</b>	<b>276.395</b>	<b>(9.155)</b>
<b>Total .....</b>		<b>4.579.475</b>	<b>(801.165)</b>	<b>(1.237.315)</b>	<b>2.540.995</b>	<b>(1.023.231)</b>	<b>1.517.764</b>	<b>1.649.830</b>

(\*) 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 Normativa ANEEL, nº 474, de 7/2/2012, sendo as seguintes:

	Taxas anuais de amortização %	Taxas anuais de amortização %	
<b>Geração:</b>		<b>Comercialização:</b>	
Equipamento geral .....	6,25	Equipamento geral .....	6,25
Reservatórios, barragens e adutoras 2,00	Edificações	Edificações .....	3,33
Turbina hidráulica .....	2,50		
<b>Distribuição:</b>		<b>Administração central:</b>	
Barra de capacitores .....	5,00 - 6,70	Veículos .....	14,29
Chave de distribuição .....	3,33 - 6,67	Equipamento geral .....	6,25
Condutor do sistema .....	2,70 - 3,57		
Estrutura do sistema .....	2,70 - 3,57		
Regulador de tensão .....	3,45 - 4,35		
Transformador de distribuição .....	3,70 - 4,00		

**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 inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

**Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica**

A partir de 1/1/2007, as Obrigações Vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 8/2/2007, 15/2/2007 e 27/6/2007, respectivamente. Nessas legislações ficou determinado que:

- As baixas do ativo intangível, de bens ou empreendimentos que tenham sido total ou parcialmente constituídos com recursos de terceiros, devem ser refletidas nas Obrigações Vinculadas, de forma a anular os efeitos no resultado do exercício, quando do encerramento da Ordem de Desativação - ODD.

Para fins de baixa dos recursos registrados nas Obrigações Vinculadas, deve ser identificado e utilizado o percentual que o bem ou empreendimento baixado representa em relação ao ativo intangível em serviço da respectiva atividade.

- Os valores registrados nas Obrigações Vinculadas passaram a ser objeto de cálculo de Reintegração - Depreciação e registrados contabilmente de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. O prazo de início da apuração da depreciação acumulada deve ser a partir do 2º ciclo da revisão tarifária.

Para a apuração do valor da reintegração, deve ser utilizada a taxa média de amortização do ativo intangível da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das Obrigações Vinculadas.

A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31/10/2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias e os procedimentos iniciais para a realização do 2º ciclo de revisão tarifária periódica de suas controladas.

Desde 1/1/1996, essas obrigações não estão sendo mais atualizadas pelos efeitos da inflação, tendo a seguinte composição:

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Participação do consumidor .....	(29.089)	(37.143)	(21.380)	(2.421)	(50.469)	(39.564)
Participação da União .....	(17.200)	(16.144)	(12.502)	(15.038)	(29.702)	(31.182)
Participação do Estado .....	(12.913)	(19.744)	(8.071)	(441)	(20.984)	(20.185)
Participação dos Municípios .....	(3.623)	(3.320)	(3.152)	(418)	(6.775)	(3.738)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido .....	(83.794)	(89.120)	-	(3.273)	(83.794)	(92.393)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D .....	(1.765)	(2.697)	(1.105)	(60)	(2.870)	(2.757)
Universalização .....						
do serviço público de energia elétrica .....	(62.823)	(102.125)	(45.748)	(3.216)	(108.571)	(105.341)
<b>Total .....</b>	<b>(211.207)</b>	<b>(270.293)</b>	<b>(91.958)</b>	<b>(24.867)</b>	<b>(303.165)</b>	<b>(295.160)</b>

**Ativo Financeiro Indenizável da Concessão**

	31/12/2011	Adições	Baixas	Valor Novo Reposição	31/12/2012
Distribuição .....	178.464	170.703	(90.647)	57.542	316.062
Comercialização .....	420	542	(873)	(20)	69
Administração .....	2.927	6.907	(8.095)	1.294	3.033
Não Vinculadas a Concessão .....	23	3	(15)	-	11
Obrigações Especiais .....	(23.789)	(54.567)	5.184	(18.786)	(91.958)
<b>Total .....</b>	<b>158.045</b>	<b>123.588</b>	<b>(94.446)</b>	<b>40.030</b>	<b>227.217</b>

Os bens referentes aos contratos de concessão estão constituídos em termo da natureza dos ativos que os compõe:

	31/12/2012		31/12/2011	
	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro
<b>Em serviço:</b>				
Terrenos .....	6.353	-	6.353	-
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	69.827	(38.977)	24.162	6.688
Máquinas e equipamentos .....	2.180.282	(988.745)	888.919	302.618
Veículos .....	24.539	(11.388)	13.151	-
Móveis e utensílios .....	5.390	(3.138)	2.251	1
Servidões (a) .....	1.803	-	1.803	-
Softwares (b) .....	56.139	(46.194)	8.233	1.712
(-) Obrigações vinculadas à concessão .....	(495.364)	194.617	(208.789)	(91.958)
<b>Subtotal .....</b>	<b>1.848.969</b>	<b>(893.825)</b>	<b>727.927</b>	<b>227.217</b>
<b>Em curso:</b>				
Terrenos .....	125	-	125	-
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	10	-	10	-
Máquinas e equipamentos .....	55.919	-	55.919	-
Veículos .....	954	-	954	-
Móveis e utensílios .....	151	-	151	-
Material em depósito .....	15.687	-	15.687	-
Softwares (b) .....	21.788	-	21.788	-
Outros .....	-	-	-	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão .....	(2.418)	-	(2.418)	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>92.216</b>	-	<b>92.216</b>	-
<b>Total .....</b>	<b>1.941.185</b>	<b>(893.825)</b>	<b>820.143</b>	<b>227.217</b>

(a) 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 amortizadas, apenas sujeitas a teste de recuperabilidade econômica anualmente.

(b) Softwares: 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 por meio de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais. O arrendamento financeiro reconhecido na transição da Lei nº 11.638/2007 encontra-se totalmente depreciado.

A Companhia adotou a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR) para o cálculo da indenização a ser paga pelo Poder Concedente ao término do contrato de concessão. Esta é a metodologia adotada pelo Poder Concedente para fins de determinar a Base de Remuneração Regulatória (BRR) e da consequente remuneração do acionista, no momento das revisões tarifárias periódicas. A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, determina a regra para a indenização dos ativos de Transmissão, Distribuição e Geração de Energia Elétrica. Desta forma, o valor justo do ativo financeiro a ser recebido do poder concedente ao final da concessão foi recalculado pela Companhia utilizando o valor residual da BRR, (apurado no 2º Ciclo de Revisão Tarifária conforme Resolução Homologatória nº 785, de 24 de março de 2009 e Nota Técnica nº 097/2009 - SRE/ANEEL) ajustado pela atualização do IGPM até 31/12/2012, os acréscimos da base incremental e as baixas do período.

Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia reconheceu no resultado do exercício como outras receitas operacionais líquidas o montante de R\$ 40.030, conforme OCPC - 05 - Contrato de Concessão.

O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização, e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual, utilizada para determinação do valor justo do ativo financeiro, está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão é classificada como redutora do ativo intangível.

**Teste de recuperabilidade econômica**

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31/12/2012, a Companhia procedeu ao 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 fluxo 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 atualizada. 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 no teste acima citado, mostraram-se suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

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

A ANEEL, por meio da Resolução nº 223 de 29/4/2003, com as alterações contidas nas Resoluções nº 52 de 25/3/2004, nº 73 de 9/7/2004, nº 79 de 30/8/2004 e nº 175 de 28/11/2005 alterada pela Resolução nº 365 de 19/5/2009, 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 26/4/2002, com as alterações contidas na Lei nº 10.762, de 11/11/2003 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.

Ainda com o objetivo de promover a universalização do acesso à energia elétrica, o Governo Federal iniciou em 2003, por força 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. A partir dessa data todas as solicitações para o atendimento de novas ligações na área urbana com a carga instalada até 50 kW, em qualquer município da concessão passaram a ser atendidas pela Concessionária sem custo para o consumidor. Em função do crescimento das demandas em todo o Brasil, o Governo Federal prorrogou o programa até o ano de 2010 por meio do Decreto nº 6.442 de 25/4/2008. Em 8/7/2011, por meio do Decreto nº 7.520 instituiu o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "Luz para Todos", para o período de 2011 a 2014, destinado a propiciar o atendimento em energia elétrica à população do meio rural que ainda não possui acesso a esse serviço.

Os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, da Reserva Global de Reversão - RGR, instituída pela Lei nº 5.655 de 20/5/1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

A Companhia participa do Programa em vários contratos no total de R\$ 313.273, para atendimento a 37.013 ligações. Já foram investidos R\$ 308.119, e ligados 37.633 novos consumidores. Nesse montante estão incluídas 603 ligações de um novo contrato, em fase de assinatura com o Ministério de Minas e Energia - MME e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELETROBRÁS, para dar suporte ao Termo de Compromisso firmado para o período de 2012 a 2014, cujas metas são de 1.500, 1.750 e 1.990 ligações, respectivamente.

**15.2. Ágio - Incorporação de controladora**

**Atividades não vinculadas à concessão**

	31/12/2012	31/12/2011
Ágio na incorporação de sociedade controladora .....	343.951	343.951
(-) Amortização acumulada do ágio .....	(160.831)	(139.713)
(-) Benefício fiscal (vide nota explicativa nº 7.3) .....	(183.120)	(204.238)
	-	-

O ágio é proveniente da incorporação, em abril/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.

**15.3. 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 no período findo em 31/12/2012, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no intangível em curso, estão registrados como custo desse ativo, o montante de R\$ 663 (R\$ 2.905 para o período findo em 31/12/2011). As obras receberão capitalização enquanto estiverem dentro do prazo de execução estabelecido pelo órgão regulador.

**16. FORNECEDORES**

	31/12/2012	31/12/2011
Suprimento de energia elétrica .....	80.951	64.253
Energia livre - CCEE .....	2.468	2.468
Encargos de uso da rede elétrica.....	2.183	2.994
Materiais e serviços.....	38.922	41.542
<b>Total .....</b>	<b>124.524</b>	<b>111.257</b>

**17. OBRIGAÇÕES FISCAIS**

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Obrigações fiscais Federais:</b>				
Imposto de renda.....	-	10.383	-	-
Contribuição social .....	-	3.699	-	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>-</b>	<b>14.082</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Outras obrigações fiscais Federais:</b>				
IRRF .....	820	3.716	-	-
Previdência social.....	2.484	2.120	-	-
FGTS.....	-	516	-	-
PIS.....	1.485	3.681	-	-
COFINS.....	6.841	16.929	-	-
Outros.....	380	479	-	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>12.010</b>	<b>27.441</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Parcelamentos:</b>				
Parcelamento ordinário - PIS (a).....	2.784	1.537	8.699	4.868
Parcelamento ordinário - COFINS (a).....	12.643	7.073	39.510	22.399
Parcelamento ordinário - IRPJ (a).....	2.885	-	9.016	-
Parcelamento ordinário - CSLL (a).....	1.029	-	3.214	-
Parcelamento ordinário - ICMS (b).....	603	-	-	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>19.944</b>	<b>8.610</b>	<b>60.439</b>	<b>27.267</b>
<b>Subtotal de outras obrigações fiscais Federais.....</b>	<b>31.954</b>	<b>36.051</b>	<b>60.439</b>	<b>27.267</b>
<b>Total de obrigações fiscais Federais.....</b>	<b>31.954</b>	<b>50.133</b>	<b>60.439</b>	<b>27.267</b>
<b>Obrigações fiscais Estaduais:</b>				
ICMS.....	41.744	29.961	-	-
<b>Total de obrigações fiscais Estaduais.....</b>	<b>41.744</b>	<b>29.961</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Obrigações fiscais Municipais:</b>				
ISS.....	658	728	-	-
<b>Total de obrigações fiscais Municipais.....</b>	<b>658</b>	<b>728</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total de outras obrigações fiscais.....</b>	<b>74.356</b>	<b>66.740</b>	<b>60.439</b>	<b>27.267</b>
<b>Total de obrigações fiscais.....</b>	<b>74.356</b>	<b>80.822</b>	<b>60.439</b>	<b>27.267</b>

(a) Parcelamento ordinário: Em 16/3/2012 a Companhia protocolou e recebeu o deferimento junto a Receita Federal do Brasil - RFB, pedido de parcelamento de débitos de PIS e COFINS relativo ao período de outubro/2010 a fevereiro/2011 e ao período de outubro/2011 a janeiro/2012, e IRPJ e CSLL, estimativas mensais, de outubro/2011 a janeiro/2012 a serem pagos em 60 parcelas mensais atualizadas pela SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia, sendo a primeira parcela paga em março/2012.

(b) Parcelamento ordinário: Em 27/9/2012 a Companhia protocolou e recebeu o deferimento junto a Secretaria da Fazenda do Estado do Mato Grosso do Sul, pedido de parcelamento de débitos de ICMS a serem pagos e 6 parcelas mensais atualizadas pela UAM/MS, sendo a primeira parcela paga em 28/9/2012

**18. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

**18.1. Composição**

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Moeda nacional:</b>				
BNDES - URTJLP .....	-	-	2.208	-
Eletrobrás .....	11.338	64.264	12.940	70.679
Investimentos.....	3.656	1.000	3.330	3.006
FINAME .....	486	956	488	1.437
Capital de giro - CDI.....	103.913	415.766	91.090	474.293
Capital de giro - PRÉ.....	12.878	3.478	-	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>132.271</b>	<b>485.464</b>	<b>110.056</b>	<b>549.415</b>
(-) Custo de transação.....	(3.290)	(7.220)	(3.917)	(10.510)
<b>Total moeda nacional.....</b>	<b>128.981</b>	<b>478.244</b>	<b>106.139</b>	<b>538.905</b>
<b>Moeda estrangeira:</b>				
Tesouro Nacional.....	748	12.665	1.007	12.193
<b>Subtotal .....</b>	<b>748</b>	<b>12.665</b>	<b>1.007</b>	<b>12.193</b>
(-) Cauções.....	-	(9.775)	-	(6.852)
<b>Total moeda estrangeira .....</b>	<b>748</b>	<b>2.890</b>	<b>1.007</b>	<b>5.341</b>
<b>Total geral.....</b>	<b>129.729</b>	<b>481.134</b>	<b>107.146</b>	<b>544.246</b>
Principal.....	130.870	488.354	104.635	554.756
Encargos.....	(1.141)	(7.220)	2.511	(10.510)

**18.4. Vencimento das parcelas do não circulante (principal e encargos)**

Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de Transação	Cauções	31/12/2012	31/12/2011
2013.....	-	-	-	-	-	101.196
2014.....	106.168	309	(2.674)	-	103.803	98.542
2015.....	100.664	-	(2.058)	-	98.606	97.346
2016.....	94.674	-	(1.447)	-	93.227	92.244
2017.....	80.115	-	(826)	-	79.289	78.307
2018.....	91.300	-	(215)	-	91.085	59.579
2019.....	5.052	-	-	-	5.052	5.052
2020.....	4.465	-	-	-	4.465	4.465
2021.....	2.427	-	-	-	2.427	2.427
2022.....	599	-	-	-	599	599
2024.....	-	12.356	-	(9.775)	2.581	4.489
<b>Total .....</b>	<b>485.464</b>	<b>12.665</b>	<b>(7.220)</b>	<b>(9.775)</b>	<b>481.134</b>	<b>544.246</b>

**18.5. Movimentação de empréstimos e financiamentos**

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
<b>Saldo em 31/12/2011.....</b>	<b>106.139</b>	<b>538.905</b>	<b>1.007</b>	<b>5.341</b>	<b>651.392</b>
Ingressos.....	38.878	20.886	-	-	59.764
Encargos .....	68.726	-	468	-	69.194
Variação monetária e cambial .....	(13)	-	226	1.034	1.247
Transferências .....	84.837	(84.837)	562	(562)	-
Pagamentos de principal.....	(110.482)	-	(895)	-	(111.377)
Pagamentos de juros.....	(59.731)	-	(620)	-	(60.351)
Transferência de custo de transação.....	(3.290)	3.290	-	-	-
Apropriação de custo de transação.....	3.917	-	-	-	3.917
Atualizações cauções.....	-	-	-	(2.923)	(2.923)
<b>Saldo em 31/12/2012.....</b>	<b>128.981</b>	<b>478.244</b>	<b>748</b>	<b>2.890</b>	<b>610.863</b>

**18.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador**

	31/12/2012	%	31/12/2011	%
<b>Moeda nacional:</b>				
URTJLP .....	289	0,05	2.593	0,39
UFIR .....	75.602	12,24	83.619	12,68
CDI .....	519.678	84,12	565.383	85,74
PRÉ-FIXADO.....	22.166	3,59	7.876	1,19
<b>Subtotal .....</b>	<b>617.735</b>	<b>100,00</b>	<b>659.471</b>	<b>100,00</b>
Custo de Transação.....	(10.510)	-	(14.427)	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>607.225</b>	-	<b>645.044</b>	-
<b>Moeda estrangeira:</b>				
<b>Dólar norte-americano</b>				
LIBOR.....	5.097	38,00	4.993	37,83
PRÉ-FIXADO.....	8.316	62,00	8.207	62,17
<b>Subtotal .....</b>	<b>13.413</b>	<b>100,00</b>	<b>13.200</b>	<b>100,00</b>
Cauções .....	(9.775)	-	(6.852)	-
<b>Subtotal .....</b>	<b>3.638</b>	-	<b>6.348</b>	-
<b>Total .....</b>	<b>610.863</b>	-	<b>651.392</b>	-

**18.3. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos**

**Moeda Nacional:**

**a. Eletrobrás:** contratos firmados pela Companhia, para fins de investimentos, conforme detalhados abaixo:

• **IRDs (Instrumento de Reconhecimento de Débito):** recursos oriundos de repasse do Governo Federal, que constitui financiamento do Fundo Federal de Eletrificação à Concessionária, com amortização em 80 parcelas trimestrais iguais e taxa de juros de 8% ao ano e término em maio/2022.

• **Programa Luz no Campo:** ECF nº 1.975/2000 no valor de R\$ 25.608, com recursos para financiamento do Programa de Eletrificação Rural que integra o Programa Luz no Campo 1º etapa, com juros de 6% ao ano, com amortização em 120 parcelas e término em julho de 2012. ECF nº 2.162/2002 no valor de R\$ 1.500 relativo à 2ª etapa, com juros de 5% ao ano, com amortização em 120 parcelas e término em junho/2015.

• **Programa Luz para Todos:** empréstimos tomados para a implementação do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Luz para Todos", instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11/11/2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás, com recursos originários da Reserva Global de Reversão - RGR. A amortização do contrato será em 120 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em março/2022, com taxas de juros de 5% ao ano.

Em agosto/2011 houve liberação da 1ª parcela do contrato ECF nº 2.943/2011, provindo dos recursos da RGR e trata do Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente. A amortização do contrato será em 60 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em setembro/2018, com taxas de juros de 5% ao ano.

**b. Investimentos:**

• **Banco do Brasil - FCO:** contrato assinado em novembro/2001, para financiamentos de obras com recursos do FCO - Fundo Constitucional do Centro Oeste, por meio do Banco do Brasil, sendo liberado R\$ 30.000 a ser amortizado em 108 parcelas mensais iguais e consecutivas, com juros de 11,2% ao ano e término em novembro/2013, com garantias da receita de arrecadação e aval da controladora.

• **Volkswagen:** Financiamentos de aquisição de veículos no valor de R\$ 1.968 a ser amortizado em 36 parcelas mensais iguais e consecutivas, com juros que variam de 11,88% a 17,18% ao ano, pré fixados, e término do último contrato em 26/6/2015, garantidos por aval.

**c. Capital de giro:**

• **Banco Bradesco S.A.:** contrato na modalidade de Cédulas de Crédito Bancário firmando em setembro/2008 no valor total de R\$ 550.000 para pagamento de dívidas e investimentos na própria emitente. Sobre o valor do empréstimo incidem juros de 100% da variação da taxa CDI acrescido de 3% ao ano, capitalizados diariamente. Principal vencível em 32 parcelas trimestrais, sendo a primeira em dezembro/2010 e a última em setembro/2018 e juros semestrais durante a carência, vencíveis a partir de março/2009 a setembro/2010. Garantia com alienação fiduciária sob condições suspensiva de ações ordinárias de emissão da emitente, alienação fiduciária de ações ordinárias de emissão da Caiuá Distribuição de Energia S.A. e cessão fiduciária dos direitos creditórios em montante igual de 5,23% da receita líquida mensal da emitente. Em setembro/2008 foi utilizado o valor de R\$ 126.626 para a quitação antecipada de contratos de empréstimos junto ao BNDES por meio do Banco Alfa e aos Bancos do Brasil e Santander Banespa, em outubro/2008 foi utilizado o valor de R\$ 364.197 para recompra das debêntures, em fevereiro, maio e julho de 2009 foi utilizado o valor total de R\$ 69.694 para investimentos.

Esta operação tem taxa de juros efetiva de CDI + 3,96% a.a. em função do custo de transação, pagos antecipadamente e apropriados mensalmente ao resultado, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o período findo em 31/12/2012 foram amortizados R\$ 3.917 (R\$ 4.522 em 31/12/2011).

Os custos de transação em 31/12/2012 a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2012	31/12/2011
2012.....	-	-
2013.....	3.290	3.290
2014.....	2.674	2.674
2015.....	2.058	2.058
2016.....	1.447	1.447
2017.....	826	826
2018.....	215	215
<b>Total .....</b>	<b>10.510</b>	<b>14.427</b>

• **HSBC Bank Brasil S.A.:** contrato na modalidade de Cédulas de Crédito Bancário firmado em setembro/2011 no valor total de R\$ 80.000 a ser utilizado como capital de giro, a ser pago em 54 parcelas mensais após carência de 6 meses, vencendo a última parcela em setembro/2016, operação contratada ao custo de 3,5% ao ano acima da variação do CDI, tendo como garantia a cessão fiduciária dos direitos creditórios.

• **Banco BVA S.A.:** Contrato na modalidade de Cédula de Crédito Bancário firmado em maio/2012 no valor total de R\$ 25.000 a ser utilizado como capital de giro, a ser pago em 12 parcelas mensais, vencendo a última parcela em junho/2013, operação contratada ao custo de 150% do CDI, tendo como garantia a cessão fiduciária de direitos creditórios.

• **Banco Original S.A.:** Contrato na modalidade de Cédula de Crédito Bancário firmado em junho/2012 no valor total de R\$ 25.362 a ser utilizado como capital de giro, a ser pago em 24 parcelas mensais, vencendo a última parcela em maio/2014, operação contratada ao custo Pré fixado de 34,49% ao ano, tendo como garantia alienação fiduciária de bem imóvel e cessão fiduciária de direitos creditórios.

**Moeda Estrangeira:**

**a. Tesouro nacional:** Banco do Brasil S.A. - reestruturação da dívida externa, com garantias do Tesouro Nacional, contratos assinados em março/1997 com taxas de juros pré que variam de 6,2% a 8,2% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% ao ano mais taxa Libor semestral e variação cambial, com amortização semestral, e a data do último vencimento será em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e depósito caução de parte da dívida, atualizado mediante aplicação da média ponderada das variações dos preços dos "Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América" ("US\$ Treasury Zero Coupon Bond") cujo saldo em 31/12/2012 era de R\$ 9.775 (R\$ 6.852 em 31/12/2011).

**19. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO**

**19.1. Composição**

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Moeda nacional:</b>				
Arrendamento mercantil .....	2.516	511	3.805	2.699
<b>Total moeda nacional .....</b>	<b>2.516</b>	<b>511</b>	<b>3.805</b>	<b>2.699</b>
Principal.....	2.512	511	3.796	2.699
Encargos .....	4	-	9	-

**19.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador**

	31/12/2012	%	31/12/2011	%
<b>Moeda nacional:</b>				
CDI .....	3.027	100,00	6.504	100,00
<b>Total .....</b>	<b>3.027</b>	<b>100,00</b>	<b>6.504</b>	<b>100,00</b>



**19.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros**

Contratos de arrendamento mercantil em moeda nacional, com taxa média ponderada de 2,92% a.a. acrescida de CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em abril/2015. A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 31/12/2012 é de R\$ 3.027 (R\$ 6.504 em 31/12/2011) e os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento:	31/12/2012	31/12/2011
2012.....	-	3.805
2013.....	2.517	2.221
2014.....	478	478
2015.....	32	-
<b>Total</b> .....	<b>3.027</b>	<b>6.504</b>

**19.4. Movimentação**

	Circulante	Não circulante	Total
<b>Saldo em 31/12/2011</b> .....	<b>3.805</b>	<b>2.699</b>	<b>6.504</b>
Ingressos.....	-	200	200
Encargos.....	369	-	369
Varição monetária.....	131	(8)	123
Transferências.....	2.380	(2.380)	-
Pagamentos de principal.....	(3.988)	-	(3.988)
Pagamentos de juros.....	(181)	-	(181)
<b>Saldo em 31/12/2012</b> .....	<b>2.516</b>	<b>511</b>	<b>3.027</b>

**19.5. Arrendamentos mercantis operacionais**

No período findo em 31/12/2012 a Companhia pagou um montante de R\$ 2.818 (R\$ 2.366 em 31/12/2011) referente a arrendamentos mercantis operacionais, reconhecidos como despesa do exercício na rubrica "Outros Custos de Operação" e "Despesas Gerais e Administrativas". Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento	31/12/2012
Até 1 ano.....	1.144
de 1 a 5 anos.....	971
<b>Total</b> .....	<b>2.115</b>

**20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

A contratação de instrumentos derivativos objetiva proteger a exposição das obrigações da Companhia ao risco de mercado, principalmente, riscos de variação cambial, que possam resultar em perda financeira. Esses contratos são celebrados em mercado de balcão diretamente com instituições financeiras, em sua maioria, de primeira linha. As operações com derivativos da Companhia não possuem verificadores nem chamada de margens, sendo liquidados integralmente no vencimento.

**a. Valor de mercado**

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor justo. Na rubrica consumidores (vide nota explicativa nº 7) foi apurado uma perda estimada no valor recuperável, assim, o valor recuperável pode ser considerado uma estimativa de seu valor justo. Os ativos financeiros - bens da concessão (vide nota explicativa nº 15) representa os investimentos não depreciados, assim a Companhia estima que o valor justo dos mesmos é próximo ao valor contábil. As operações com partes relacionadas estão a valor justo.

Os empréstimos e financiamentos, apresentados no quadro a seguir, incluem os valores de capital de giro em Reais (CDI e PRÉ), conforme demonstrados na nota explicativa nº 18. Na opinião da Administração os empréstimos e financiamentos, os quais estão mensurados pelo custo amortizados, não apresentam variações significativas em relação aos respectivos valores justos. Esses empréstimos e financiamentos estão atualizados monetariamente com bases nos índices e juros contratados até a data de fechamento das Demonstrações Financeiras, portanto o saldo devedor está reconhecido por um montante próximo ao seu valor justo. Como não existe mercado ativo para tais instrumentos, as diferenças que poderiam ocorrer se tais valores fossem liquidados antecipadamente são muito baixas.

			31/12/2012		31/12/2011	
	Nota	Categoria	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	Valor justo por meio de resultado	65.928	65.928	116.142	116.142
Consumidores.....	7	Empréstimo e recebíveis	373.163	373.163	352.665	352.665
Títulos a receber.....	8	Empréstimo e recebíveis	6.776	6.776	9.466	9.466
Partes relacionadas.....	13	Empréstimo e recebíveis	8.324	8.324	11.581	11.581
Ativo financeiro - bens da concessão.....	15	Disponível para venda	227.217	227.217	158.046	158.046
Operações de swap.....	20	Valor justo por meio de resultado	1.779	1.779	-	-
<b>Passivos Financeiros</b>						
Fornecedores.....	16	Mensurado pelo custo amortizado	124.524	124.524	111.257	111.257
Empréstimos e financiamentos.....	18	Mensurado pelo custo amortizado	610.863	610.863	651.392	651.392
Financiamento por arrendamento mercantil.....	19	Mensurado pelo custo amortizado	3.027	3.027	6.504	6.504
Partes relacionadas.....	13	Mensurado pelo custo amortizado	56.291	56.291	16.113	16.113
Operações de swap.....	20	Valor justo por meio de resultado	-	-	524	524

**Hierarquia do valor justo:**

	31/12/2012			31/12/2011		
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
<b>Ativos</b>						
Caixa e equivalentes de caixa.....	65.928	59.408	6.520	116.142	7.579	108.563
Instrumentos financeiros derivativos.....	1.779	-	1.779	-	-	-
<b>Passivos</b>						
Instrumentos financeiros derivativos.....	-	-	-	524	-	524

A Companhia não possui nenhuma operação classificada na hierarquia do valor justo nível 3.

**b. Política de utilização de instrumentos derivativos**

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos, registrados em contas patrimoniais e de resultado, com o propósito de atender as suas necessidades no gerenciamento de riscos de mercado, limitando a variação do indexador. As operações com instrumentos derivativos são realizadas, por intermédio da superintendência financeira de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia. A Companhia não possui instrumentos financeiros com derivativos embutidos.

**c. Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de outros ativos e passivos**

Objetivo de hedge de risco		Valor	Valor justo
de mercado (a)	Indexadores	nocional	
<b>Swap CAPITAL DE GIRO</b>			
HSBC Bank of Brasil.....		jan/2013 a Set/2016	(524)
Ponta ativa.....	CDI + 3,5%		110.802
Ponta passiva.....	132% do CDI + Var.TJLP		111.326
<b>Total CAPITAL DE GIRO..</b>			<b>(524)</b>
Ativo circulante.....			1.779
Passivo circulante.....			(524)

(a) Para maiores informações sobre as dívidas em questão, vide nota explicativa nº 18.

**Movimentação das contas patrimoniais de operações com swap:**

<b>Saldo em 31/12/2011</b> .....	<b>(524)</b>
Atualização.....	2.173
Pagamento.....	(562)
Ajuste marcação a mercado.....	692
<b>Saldo em 31/12/2012</b> .....	<b>1.779</b>

**Resultado com derivativos**

O resultado efetivo decorrente de operações de instrumentos financeiros derivativos é apresentado na nota explicativa nº 31 "Resultado Financeiro".

**d. Valor justo dos instrumentos derivativos**

A Companhia possui apenas operações de swap, não possuindo outros instrumentos derivativos. Para a apuração do valor justo foi estimado seu valor presente utilizando-se de uma metodologia comumente empregada pelos participantes do mercado. A metodologia utilizada para o cálculo do valor justo baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&FBovespa. A mensuração é considerada nível 2 na hierarquia do valor justo.

**e. Exposição cambial sem contratação de instrumentos financeiros derivativos**

**Tesouro Nacional:** Os administradores da Companhia não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuir garantias do principal da dívida em forma de caução em dinheiro (US\$) (vide nota explicativa nº 18). Esta garantia destina-se exclusivamente a liquidação do principal da dívida com vencimento em abril/2024, não se permitindo o ressarcimento de tais garantias em amortizações antecipadas.

**f. Garantias:** As garantias dadas são mencionadas na nota explicativa nº 18 e não existem garantias tomadas.

**20.1. Gerenciamento dos instrumentos financeiros**

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado por meio de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

**20.2. Gerenciamento de risco financeiro**

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

**a. 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 7.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 7.2). 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.

**b. 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, possam afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de instrumentos derivativos junto à Instituições Financeiras de primeira linha.

O principal risco de mercado que pode afetar o resultado da Companhia é o risco de variação no dólar e nos indexadores da dívida.

A Companhia também apresenta risco cambial referente a compra de energia elétrica de Itaipu Binacional, pois os preços são em dólares. Todavia, a compra dessa energia faz parte da Parcela "A" que tem sua recuperação garantida. Assim, no caso de uma expressiva valorização cambial, o fluxo de caixa da Companhia poderá sofrer variações significativas.

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável foram definidas pela Administração as taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor apresentado nas notas explicativas nº 6.1, nº 18 e nº 19. Para os ativos e passivos financeiros foi fixado um período de um ano para verificação do impacto no resultado financeiro, sendo desconsiderado os pagamentos do período.

**• Risco Cambial**

**Exposição e análise de sensibilidade para operações denominadas em dólar**

	Exposição líquida	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
<b>Ativos Financeiros</b>				
Recebíveis.....	9.775	624	3.225	5.824
<b>Passivos Financeiros</b>				
Mensurado pelo custo amortizado.....	(13.413)	(856)	(4.423)	(7.991)
<b>Total</b> .....	<b>(3.638)</b>	<b>(232)</b>	<b>(1.198)</b>	<b>(2.167)</b>

Para fins de exposição líquida para operações denominadas em dólar, bem como, para a realização da análise de sensibilidade, a Companhia considerou os instrumentos de proteção conjuntamente com os itens que geram exposição cambial.

**• Risco de indexadores**

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
<b>Ativos Financeiros</b>			
CDI.....	10	80	151
<b>Passivos Financeiros</b>			
TJLP.....	2	(2)	(6)
CDI.....	(1.336)	(11.278)	(21.219)
<b>Total</b> .....	<b>(1.324)</b>	<b>(11.200)</b>	<b>(21.074)</b>

**c. 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.

Considerando que, com a exceção dos empréstimos e financiamentos, os saldos que representam riscos de liquidez naquela data estavam todos classificados no curto prazo e que esses valores em virtude do segmento e fluxo financeiro da Companhia não são significativos. A Administração abriu por faixa de vencimento somente as operações de empréstimos e financiamentos e arrendamento mercantil que estão sendo apresentados nas notas explicativas nº 18.4 e nº 19.3.

**d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado (covenants)**

Determinados contratos de empréstimos, financiamentos da Companhia estão sujeitos a condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos (covenants), calculados trimestralmente e eventos que envolvam empresas do grupo (como pedido de recuperação judicial).

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

Em 31/12/2012, os índices financeiros contratuais foram atendidos e a Companhia obteve anuência de seus credores em função do pedido de recuperação judicial de empresas do grupo.

**20.3. 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 nossas tarifas. 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.

A ANEEL utiliza, para controle de qualidade dos serviços prestados, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). A Companhia adota medidas visando o cumprimento desses indicadores, como a implementação de ações estruturais de logística do atendimento das regiões mais afastadas e planos de melhorias para as regiões metropolitanas. O descumprimento desses indicadores resultam em multas.

**a. 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.

**b. Gerenciamento de risco de compra de energia**

A contratação de energia elétrica está atrelada à estudos e projeções de demanda de energia elétrica. Caso a Companhia compre energia a quem do necessário, estará sujeita a penalidades impostas pela ANEEL e ainda obrigada a adquirir energia no mercado de curto prazo, cujo preço pode ser mais elevado que a tarifa média de compra regulada das distribuidoras, para atender à demanda dos consumidores. Caso a Companhia compre energia além do necessário, poderá não conseguir repassar integralmente às suas tarifas os custos advindos dessas contratações incorretas, se exceder em mais de 3% sua contratação de energia em relação ao mercado consumidor da Companhia.

A Administração da Companhia monitora mensalmente os desvios entre a energia requerida e a contratada, a fim de mitigar o risco na operacionalização de compra de energia.

**c. Risco de não renovação das concessões**

A Presidência da República, através da Lei 12.783 de 11/1/2013, dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

A presente lei tem como objetivo dispor sobre a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica que, a partir de 12/9/2012, àquelas alcançadas pelo Art. 22 de Lei 9.074 de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, eficiência da prestação do serviço, modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

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.

**21. TAXAS REGULAMENTARES**

	31/12/2012	31/12/2011
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	1.528	3.566
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	5.967	9.222
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	3.529	6.138
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	221	221
Encargo Capacidade Emergencial - ECE.....	372	586
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE.....	3	2
<b>Total</b> .....	<b>11.620</b>	<b>19.735</b>

**22. 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	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT.....	484	429	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME.....	242	215	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	11.407	8.774	2.083	1.723
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	36.724	29.653	6.012	5.431
<b>Total</b> .....	<b>48.857</b>	<b>39.071</b>	<b>8.095</b>	<b>7.154</b>

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 por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

**23. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS - TRABALHISTAS**

	31/12/2012	31/12/2011
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	14.650	12.871
Provisões de impostos sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	3.282	2.824
<b>Total</b> .....	<b>17.932</b>	<b>15.695</b>

**24. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS**

As provisões foram ajustadas para estimativas atualizadas com o assessoramento dos advogados e escritórios de advocacia que patrocinam diretamente as causas. Foram realizados os seguintes ajustes nas estimativas de perdas:

• Os valores estimados de perdas, que estavam congelados desde 2008, foram corrigidos segundo os parâmetros adotados por cada justiça especializada;

Ações Cíveis: Valores estimados corrigidos monetariamente pelo IGPM/FGV, acrescido de juros de mora de 1% am;

Ações Trabalhistas: Valores estimados com juros de mora de 1% am, acrescido de índice presente na Tabela Única disponibilizada pelo site do TRT 24;

Ações Tributárias: Valores estimados atualizados pela SELIC;

Processos Administrativos: Valores estimados atualizados pela SELIC.

• Após a correção monetária, os valores estimados das perdas judiciais foram ajustados de acordo com o andamento do feito e decisões judiciais mais recentes;

A probabilidade de perda (provável, possível e remota) foi ajustada com base nas decisões judiciais mais recentes.

Está representada como segue:

	31/12/2012		31/12/2011	
	Provisão no exercício	Saldo	Provisão no exercício	Saldo
Trabalhistas (a).....	33.139	45.573	47.201	36.465
Cíveis - consumidores (b).....	55.363	62.041	6.179	5.571
Cíveis - regulatório (c).....	15.464	15.464	-	-
Fiscais e tributárias (d)	-	-	-	-
PIS.....	-	45.663	46.028	46.028
COFINS.....	-	-	3.149	3.149
Imposto de Renda.....	-	-	2.774	2.284
Contribuição Social.....	-	-	951	774
Previdência Social.....	-	-	3.028	3.029
Outros.....	(7)	182	554	807
<b>Subtotal</b> .....	<b>(7)</b>	<b>45.845</b>	<b>1</b>	<b>45.852</b>
<b>Total</b> .....	<b>103.959</b>	<b>168.923</b>	<b>109.864</b>	<b>64.964</b>

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
<b>Saldo em 31/12/2011</b> .....	<b>6.678</b>	<b>12.434</b>	<b>45.852</b>	<b>64.964</b>
Constituição.....	73.865	39.106	50	113.021
Baixas/reversão.....	(3.038)	(5.967)	(57)	(9.062)
<b>Saldo em 31/12/2012</b> .....	<b>77.505</b>	<b>45.573</b>	<b>45.845</b>	<b>168.923</b>

**Contingências passivas possíveis de perda (e):**

	31/12/2011	31/12/2012
31/12/2011.....	60.790	31.539
31/12/2012.....	194.289	15.130
<b>Total</b> .....	<b>255.079</b>	<b>46.669</b>

(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) As ações judiciais de natureza cível administrativa referem-se a provisões de multas regulatórias originárias de procedimento de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa e judicial.

(d) As ações judiciais de natureza tributária possuem depósito judicial. Dentre elas, destaca-se a ação sobre PIS, que discute a inconstitucionalidade de sua cobrança, em vista do disposto no parágrafo 3º do artigo 155 da Constituição Federal.

**25. OUTROS PASSIVOS**

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Energia no curto prazo - CCEE - Liminares.....	-	-	1.666	1.666
Energia no curto prazo - CCEE - Sub judice.....	-	-	168	168
Credores diversos - consumidores.....	5.172	5.417	-	-
Colaboradores - PL/AGO84.....	-	-	1.598	1.314
Encargos ex-isolados.....	726	644	-	-
Arrecadação de terceiros a repassar.....	3.964	3.432	-	-
Incorporação de rede (a).....	-	-	72.082	-
Outras.....	16	274	649	649
<b>Total</b> .....	<b>9.878</b>	<b>9.767</b>	<b>76.163</b>	<b>3.797</b>

(a) Refere-se ao provisionamento de recursos para pagamento de principal, multas e juros dos planos de Universalização de Energia Elétrica, determinado pela resolução ANEEL nº 223 de 29/4/2003.

**26. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

**26.1. Capital Social**

O capital social da Companhia em 31/12/2012 e 31/12/2011 é de R\$ 533.468, representado por 58.441.068.563 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, cuja composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações	
	Ordinárias	%
Rede Energia S.A.....	35.155.269.868	60,16
Rede Power do Brasil S.A.....	23.243.342.380	39,77
Outros.....	42.456.315	0,07
<b>Total</b> .....	<b>58.441.068.563</b>	<b>100,00</b>

Os acionistas terão direito de receber como dividendos obrigatórios, em cada exercício, no mínimo 25% do lucro líquido ajustado.

**26.2. Reservas**

	31/12/2012	31/12/2011
<b>Reservas de capital</b>		
Juros de obras em andamento.....	1.650	1.650
Ágio na incorporação de sociedade controladora.....	116.944	116.944
<b>Total</b> .....	<b>118.594</b>	<b>118.594</b>
<b>Reservas de lucros</b>		
Reserva legal.....	31.611	31.611
Retenção de lucros.....	3.828	104.572
<b>Total</b> .....	<b>35.439</b>	<b>136.183</b>

**27. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO**

	31/12/2012	31/12/2011
<b>Dividendos:</b>		
Saldo em 31/12/2011.....		21.698
Dividendos complementares - AGO 30/4/2012.....		84.349
Cessão de dividendos da Rede Energia para quitação de mútuo com controladas.....		(37.731)
Dividendos pagos.....		(28.246)
<b>Saldo de dividendos em 31/12/2012</b> .....	<b>40.070</b>	
<b>Juros sobre o capital próprio (JCP):</b>		
Saldo em 31/12/2011.....		21
Juros sobre o capital próprio pagos.....		(21)
<b>Saldo de Juros sobre o capital próprio em 31/12/2012</b> .....	<b>-</b>	

**Dividendos complementares:**

Refere-se a dividendos complementares aos dividendos propostos pela Administração no valor de R\$ 15.651 em dezembro/2011 totalizando R\$ 100.000 pelo valor de R\$ 0,0001711255 por ação, conforme AGO de 30/4/2012.

**28. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS**

	31/12/2012	31/12/2011
<b>RECEITA BRUTA DE VENDAS</b>		
Fornecimento de energia elétrica.....	737.899	675.514
Disponibilização do sistema de distribuição.....	1.183.870	1.043.920
Suprimento de energia elétrica.....	9.180	1.864
Receita de construção (a).....	198.970	170.375
Outras receitas.....	14.579	12.000
<b>Total da receita bruta de vendas</b> .....	<b>2.144.498</b>	<b>1.903.673</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA</b>		
<b>Tributos diretos:</b>		
ICMS.....	(330.635)	(287.537)
PIS.....	(32.198)	(28.197)
COFINS.....	(148.309)	(129.877)
ISS.....	(26)	(25)
<b>Subtotal</b> .....	<b>(511.168)</b>	<b>(445.636)</b>
<b>Total das deduções da receita bruta</b> .....	<b>(511.168)</b>	<b>(445.636)</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS</b> .....	<b>1.517.353</b>	<b>1.334.601</b>

(a) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo a receita de construção igual a custo de construção.

**28.1. Receita bruta de vendas**

	Nº de consumidores		MWh		R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Residencial.....	706.125	676.646	1.363.707	1.252.730	762.065	654.177
Industrial.....	6.453	5.909	579.027	541.734	240.594	225.277
Comercial, serviços e outras atividades.....	71.838	68.592	943.068	857.004	470.556	405.525
Rural.....	82.878	81.990	426.826	402.061	142.635	126.062
Poder público.....	8.285	8.180	223.746	212.444	108.052	97.747
Iluminação pública.....	2.199	1.823	204.904	190.632	56.222	49.940
Serviço público.....	911	880	156.995	154.508	43.231	40.193
Consumo próprio.....	182	189	6.854	6.914	-	-
Fornecimento não faturado.....	-	-	-	-	12.422	20.936
Receita de uso da rede - consumidores livres.....	-	-	-	-	68.122	54.672
Fornec. não faturado - reposição tarifária.....	-	-	-	-	193	26.311
Fornec. não faturado - diferimento de TUSD.....	-	-	-	-	(2.369)	-
Fornec. não faturado - parcela B.....	-	-	-	-	-	6.899
Provisão para redução de tarifa - irrigação.....	-	-	-	-	(27)	123
Redução da receita - baixa renda.....	-	-	-	-	20.073	11.572
<b>Total</b> .....	<b>878.871</b>	<b>844.209</b>	<b>3.905.127</b>	<b>3.618.027</b>	<b>1.921.769</b>	<b>1.719.434</b>
Suprimento.....	-	-	-	-	9.180	1.864
Receita de construção.....	-	-	-	-	198.970	170.375
(+) Outras receitas.....	-	-	-	-	14.579	12.000
<b>Total</b> .....	<b>878.871</b>	<b>844.209</b>	<b>3.905.127</b>	<b>3.618.027</b>	<b>2.144.498</b>	<b>1.903.673</b>

**29. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA**

	MWh		R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Energia de Itaipú - Binacional.....	816.016	821.122	(63.240)	(71.252)
Energia de leilão.....	2.993.419	2.826.462	(381.130)	(262.461)
Energia bilateral.....	977.811	974.288	(115.873)	(138.786)
Energia de curto prazo - CCEE.....	204.094	136.505	(57.475)	(17.688)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFRA.....	98.009	89.564	(22.939)	(16.481)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo.....	-	-	39.551	32.637
<b>Total</b> .....	<b>5.089.349</b>	<b>4.847.941</b>	<b>(601.106)</b>	<b>(474.031)</b>



**30. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS**

Despesas:	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Pessoal.....	-	-	(27.236)	(25.594)	-	-	-	-
Administradores.....	-	-	(3.102)	(5.773)	-	-	-	-
Material.....	-	-	(1.542)	(1.943)	-	-	-	-
Serviço de terceiros.....	(15.124)	(13.794)	(41.496)	(38.613)	-	-	-	-
Depreciação e amortização.....	-	-	(14.218)	(15.078)	-	-	-	-
Arrendamentos e alugueis.....	-	-	(1.768)	(1.669)	-	-	-	-
Doações, contribuições e subvenções.....	-	-	(380)	(204)	-	-	-	-
Provisões (líquidas de reversão).....	(27.648)	2.060	-	-	-	-	(103.958)	1.040
Outros.....	(156)	(382)	(24.753)	(5.027)	-	-	(2.651)	(2.543)
<b>Subtotal de despesas.....</b>	<b>(42.928)</b>	<b>(12.116)</b>	<b>(114.495)</b>	<b>(93.901)</b>	-	-	<b>(106.609)</b>	<b>(1.503)</b>
<b>Outros Resultados:</b>								
Ganhos ativo financeiro ajuste VNR.....	-	-	-	-	58.816	-	-	-
Ganhos na alienação de bens e direitos.....	-	-	-	-	1.048	4.171	-	-
Perdas ativo financeiro ajuste VNR.....	-	-	-	-	-	-	(18.786)	-
Perdas na alienação de bens e direitos.....	-	-	-	-	-	(174)	-	(946)
Perdas na desativação de bens e direitos.....	-	-	-	-	-	-	(39.511)	(7.078)
Outros.....	-	-	-	-	2.119	1.897	(44)	(1)
<b>Subtotal de outros resultados.....</b>	-	-	-	-	<b>61.983</b>	<b>5.894</b>	<b>(58.341)</b>	<b>(8.025)</b>
<b>Total.....</b>	<b>(42.928)</b>	<b>(12.116)</b>	<b>(114.495)</b>	<b>(93.901)</b>	<b>61.983</b>	<b>5.894</b>	<b>(164.950)</b>	<b>(9.528)</b>

Despesas com pessoal:	Despesas gerais e administrativas	
	31/12/12	31/12/11
Remuneração.....	(21.010)	(19.848)
Encargos sociais - INSS.....	(3.715)	(3.293)
Encargos sociais - FGTS.....	(1.157)	(931)
Programa de incentivo à aposentadoria.....	(1.242)	(1.221)
Indenização sobre o saldo do FGTS.....	(112)	(301)
<b>Total.....</b>	<b>(27.236)</b>	<b>(25.594)</b>

**31. RESULTADO FINANCEIRO**

	31/12/2012	31/12/2011
<b>Receitas financeiras:</b>		
Renda de aplicação financeira.....	1.318	13.988
Mútuo com partes relacionadas.....	403	2.028
Juros ativos.....	5.743	177
Variação monetária/cambial.....	5.939	6.675
Acréscimos moratórios.....	33.591	29.787
Operações de swap.....	692	1.375
Ajuste a valor presente.....	97.694	24.765
Ajuste marcação a mercado - swap.....	2.294	11.034
Outras receitas financeiras.....	259	7.453
<b>Total das receitas financeiras.....</b>	<b>147.933</b>	<b>97.282</b>
<b>Despesas financeiras:</b>		
<b>Encargos de dívidas</b>		
Moeda nacional.....	(72.989)	(84.506)
Moeda estrangeira.....	(468)	(2.436)
Mútuo com partes relacionadas.....	(849)	(680)
<b>Subtotal.....</b>	<b>(74.306)</b>	<b>(87.622)</b>
<b>Variação monetária</b>		
Moeda estrangeira.....	(4.128)	(7.991)
<b>Subtotal.....</b>	<b>(4.128)</b>	<b>(7.991)</b>
Juros e multas.....	(63.525)	(7.730)
Ajuste a valor presente.....	(93.920)	(31.624)
Ajuste marcação a mercado - swap.....	(121)	(11.518)
Operações de swap.....	-	(7.708)
Outras despesas financeiras.....	(21.258)	(15.368)
<b>Total das despesas financeiras.....</b>	<b>(257.258)</b>	<b>(169.561)</b>
<b>Resultado financeiro.....</b>	<b>(109.325)</b>	<b>(72.279)</b>
<b>32. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO</b>		
Cálculo de lucros por ação (em milhares, exceto lucro líquido básico por ação):		
<b>Resultado básico por ação</b>		
Numerador		
<b>Lucro (prejuízo) líquido do exercício</b>		
Para acionistas ordinários.....	(16.395)	151.795
	<b>(16.395)</b>	<b>151.795</b>
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações ordinárias.....	58.441.069	58.441.069
	<b>58.441.069</b>	<b>58.441.069</b>
<b>Resultado básico por ação</b>		
Ações ordinárias.....	(0,00028)	0,00260

**33. 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 período findo em 31/12/2012 pela Companhia foi de R\$ 6.575 (R\$ 5.401 em 31/12/2011).

**34. REAJUSTE TARIFÁRIO**

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.272, de 3/4/2012, e da Nota Técnica nº 72/2012-SRE/ANEEL, de 29/3/2012, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2012, fixando o reajuste médio em 6,43% (seis vírgula quarenta e três por cento), sendo 3,52% (três vírgula cinquenta e dois por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico, e 2,91% (dois vírgula noventa e um por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 2,59% (dois vírgula cinquenta e nove por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 8/4/2012 a 7/4/2013.

Em 8/4/2012 a concessionária manteve a aplicação das mesmas tarifas constantes dos Anexos II e II-B da Resolução Homologatória nº 1.128 de 5/4/2011, até a comprovação de adimplemento das obrigações setoriais.

Por meio do Despacho nº 2.369, de 20/7/2012, a ANEEL autorizou a Companhia a praticar as tarifas constantes dos Anexos I e II A, de que tratam os artigos 3º e 5º da Resolução Homologatória nº 1.272 de 3/4/2012, a partir do dia 20/7/2012, uma vez que a Companhia encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais.

Conforme Resolução Homologatória nº 1.438, de 24/1/2013 e da Nota Técnica nº 15/2013-SRE/ANEEL de 24/1/2013, a ANEEL homologou a Revisão Tarifária Extraordinária - RTE e revogou a Resolução Homologatória nº 1.272, de 3/4/2012, determinando as novas tarifas que estarão em vigor no período de 24/1/2013 a 7/4/2013 (vide nota explicativa nº 39.2).

**35. 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, por meio de dois planos de benefícios, a saber:

**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 seguintes benefícios suplementares:

- 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.

**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, por meio 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 exercício findo em 31/12/2012 foi de R\$ 2.981 (R\$ 2.830 em 31/12/2011).

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.

**35.1. Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial - data base 31/12/2012**

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31/12/2012, 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	31/12/2012	31/12/2011	Total
Número de participantes.....	3	603	606	627	627
Número de assistidos.....	188	26	214	269	269
Número de pensionistas (famílias).....	94	11	105	100	100
<b>Total.....</b>	<b>285</b>	<b>640</b>	<b>925</b>	<b>996</b>	<b>996</b>

**b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:**

	Avaliação Atuarial 2012	Avaliação Atuarial 2011	Taxa
Taxa de desconto real para o cálculo do valor presente.....	4,5% - todos os planos	5,0% - todos os planos	5,0%
Taxa de rendimento esperada real sobre os ativos dos planos.....	4,5% - todos os planos	5,0% - todos os planos	5,0%
Taxa de crescimento salarial futuro real.....	2%	2%	2%
Taxa de crescimento real dos benefícios: da Previdência Social do plano.....	-	-	-
Taxa de inflação.....	2,94%	2,81%	2,81%
Fator de capacidade:			
dos salários.....	1,00	1,00	1,00
dos benefícios.....	1,00	1,00	1,00
Tábua de mortalidade geral.....	AT 2000 - Male	AT 2000 - Male	AT 2000 - Male
Tábua de mortalidade de inválidos.....	IBGE 2011, ambos os sexos	IBGE 2010, ambos os sexos	IBGE 2010, ambos os sexos
Tábua de entrada em invalidez.....	Nula	Nula	Nula
Tábua de rotatividade.....	Nula	Nula	Nula

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada no rendimento do título público NTN-B, indexado ao IPCA. O título foi utilizado pois apresenta características condizentes com as características dos benefícios A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas de mercado relativas a rendimentos dos mesmos. A taxa de crescimento salarial real é baseada na experiência histórica da Companhia.

**c. Síntese da avaliação atuarial:**

	Plano de benefícios I	Plano de benefícios II	Total
1. Exigível atuarial.....	75.223	141.992	217.215
2. Benefícios concedidos - BD			
Aposentadoria.....	55.820	7.352	63.172
Invalidez.....	5.994	2.546	8.540
Pensão.....	13.408	2.625	16.033
3. Benefícios a conceder			
Benefício definido.....	-	6.497	6.497
Contribuição definida.....	-	122.972	122.972

**d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:**

	Plano I	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>Valor presente da obrigação de benefício definido</b>		
<b>Saldo no início do exercício.....</b>	<b>74.416</b>	<b>71.370</b>
Custo do serviço corrente.....	807	2.884
Custo dos juros.....	3.385	3.568
Benefícios pagos.....	(20.349)	(6.117)
(Ganhos)/Perdas atuariais.....	16.964	2.711
<b>Saldo no final do exercício.....</b>	<b>75.223</b>	<b>74.416</b>
<b>Valor justo dos ativos do plano</b>		
<b>Saldo no início do exercício.....</b>	<b>121.028</b>	<b>105.776</b>
Retorno esperado.....	5.446	5.289
Contrib. recebidas do empregador/participantes.....	165	163
Benefícios pagos.....	(20.349)	(6.117)
Ganho/(Perda) atuarial.....	6.907	15.917
<b>Saldo no final do exercício.....</b>	<b>113.197</b>	<b>121.028</b>
<b>Posição líquida.....</b>	<b>37.974</b>	<b>46.612</b>
Não reconhecida.....	37.974	46.612
Reconhecida.....	-	-

**e. Composição dos ativos dos planos:**

	Plano I	
	31/12/2012	31/12/2011
Disponível, gestão previdencial e administrativa.....	1	1.140
Investimentos		
Títulos públicos.....	94.731	97.430
Créditos privados e depósitos.....	10.561	14.571
Fundos de investimento.....	8.042	8.715
Imobiliários.....	1.250	1.264
Empréstimos e financiamentos.....	642	669
<b>Total.....</b>	<b>115.227</b>	<b>123.789</b>

**36. SEGUROS**

A Companhia mantém contratos de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações financeiras, consequentemente não foram examinadas por nossos auditores independentes.

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RO .....	30/11/13	LMI R\$ 15.000	R\$ 304
RCG .....	30/11/13	LMI R\$ 20.000	R\$ 394
D&O .....	31/08/13	LMI R\$ 25.000	R\$ 373
Automóvel Facultativo - Casco .....	30/11/13	100% Tabela FIPE	R\$ 91
Responsabilidade Civil Facultativo .....			
- 1º Risco .....	30/11/13	Danos Materiais e Corporais LMI R\$ 300	
		Danos Morais LMI R\$ 100	R\$ 100
Responsabilidade Civil Facultativo			
- 2º Risco .....	30/11/13	RCF LMI R\$ 700	R\$ 68
Transportes (Fatura Dez/2012) .....	01/10/13	LMI R\$ 1.000	-
Vida em Grupo (Fatura Dez/2012) .....	31/12/13	Sub 00 Múltiplo Salarial - 24x	R\$ 23

**Descrição dos riscos:**

**Riscos Operacionais (RO):** a apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista 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 segurado 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 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.

**37. QUESTÕES AMBIENTAIS (\*)**

Para a gestão sustentável a ENERSUL desenvolve prioritariamente três Programas: o Programa de Licenciamento Ambiental, o Programa de Arborização Urbana e o Programa de Educação Ambiental.

Os programas visam implementar e aprimorar projetos, ações e procedimentos operacionais com foco no meio ambiente, saúde ocupacional e segurança no trabalho, maximizando os impactos positivos e minimizando os impactos negativos das atividades. Os projetos, procedimentos e ações são executadas de forma transversal pelas diversas áreas e são divulgadas e reforçadas, junto aos colaboradores e comunidade, nos eventos promovidos pela Empresa..

(\*) Informações não auditadas.

**38. FATOS RELEVANTES**

**38.1. Postergação do pagamento de saldo de dividendos**

A Companhia publicou fato relevante em 28/11/2012 onde informa que, na forma do que determina a regulamentação vigente, o saldo devido dos dividendos declarados na Assembleia Geral Ordinária, realizada no dia 30 de abril do corrente ano, não será pago no presente exercício, em virtude de dificuldades financeiras da Companhia.

O pagamento do referido valor ficará suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

**39. EVENTO SUBSEQUENTE**

**39.1. Encargos Setoriais**

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através do Despacho nº 213 de Janeiro de 2013, autoriza a Eletrobrás a suspender a cobrança dos encargos Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão - RGR e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como financiamentos com recursos da RGR, vencidos e a vencer - não incluídos aqueles que se encontram em execução - até que sobrevenha o termo final da intervenção. No mesmo despacho, são indeferidos os pedidos de parcelamento dos encargos CCC, CDE, RGR e PROINFA, formulados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica sob intervenção, pertencentes ao Grupo Rede Energia.

**39.2. Revisão Tarifária Extraordinária**

A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/12, e a redução dos encargos setoriais não causará impactos diretos no resultado ou no contrato de concessão da ENERSUL, haja vista que este tem vigência até 2027. A Revisão Tarifária Extraordinária homologada pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.438 de 24/01/2013 e da Nota Técnica nº 15/2013 SER/ANEEL de 24/01/2013 implicará apenas em ajustes da Parcela A, atribuindo o valor zero à cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, da Reserva Global de Reversão - RGR, redução da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, substituição das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUSTs -, dos Sistemas de Distribuição - TUSDs - e do Transporte de Itaipu; bem como dos encargos de conexão da distribuidora, dentre outros itens, não gerando alterações da Parcela B. Eventuais impactos que surgirem nos eventos subsequentes, a ENERSUL fará a devida divulgação.

**39.3. Despacho ANEEL 482/2013**

Por meio do despacho 482/2013 a ANEEL determinou a cessão compulsória de contratos (CCEAR) da CEMAT para a ENERSUL. Este fato equilibra o balanço energético da ENERSUL em 2013 e 2014, suprimindo a exposição da Empresa ao PLD.

**MEMBROS DA DIRETORIA**

**JERSON KELMAN**  
Interventor

**PAULO ROBERTO ZIBETTI JORGE**  
Diretor Administrativo e Financeiro e Relação com Investidores

**MÁRCIO PINA MARQUES**  
Diretor Jurídico e Regulatório

**MÁRIO GUILHERME ROMANO**  
Diretor Operacional

**Gilberto de Souza Oliveira**  
Contador - CRC 1SP 219562/O-4 S - MS

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

De acordo com as disposições legais e estatutárias os infra-assinados, membros do Conselho Fiscal da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A- ENERSUL, após examinarem as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, o Relatório da Administração e o Parecer dos Auditores Independentes, manifestaram que os referidos documentos estão em condições de serem submetidos à apreciação e deliberação dos Senhores Acionistas, na Assembleia Geral Ordinária.

Campo Grande - MS, 21 de março de 2013.

**José Said de Brito**  
Presidente

**Cezar Antônio Bordin**

**Vilson Daniel Christofari**

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

Ao Interventor 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 compreende o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, 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 normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, 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 financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

**Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras**

**Intervenção administrativa da ANEEL**

Conforme descrito nas Notas Explicativas nos 1.1 e 1.2, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determinou, cautelarmente, por meio da Resolução Autorizativa no 3.649 de 31 de agosto de 2012 e alterações posteriores, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de um ano, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL, e designou interventor, competindo-lhe zelar pelo cumprimento das condições do Contrato de Concessão e a edição de atos de gestão e administração, dentre eles: identificar e relatar à ANEEL quaisquer irregularidades na gestão, praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da intervenção, visando defender o interesse público e preservando serviço adequado aos consumidores. Os Acionistas da Companhia apresentaram a ANEEL, em 26 de outubro de 2012, um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção, conforme requerido pela Resolução Autorizativa. Este plano, basicamente, define que a recuperação da Companhia, conjuntamente, com o grupo Rede, se dará pela troca de controle e aporte de recursos financeiros do novo controlador. Estas situações indicam a existência de incerteza significativa que levanta dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade da Companhia e, portanto, em eventual cenário de não aprovação do plano de recuperação e caducidade da concessão, a Companhia pode não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios. Até a presente data não obtivemos evidência apropriada e suficiente de auditoria para concluirmos sobre estas múltiplas incertezas. As notas explicativas às demonstrações financeiras não divulgam, integralmente, estes fatos.

**Opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras**

Em nossa opinião, exceto quanto aos possíveis efeitos dos assuntos mencionados na seção 'Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras', as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL** em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**Ênfase**

**Outros ativos - ativo não circulante**

Chamamos a atenção ao descrito na Nota Explicativa no 12 às demonstrações financeiras, sobre a existência em 31 de dezembro de 2012, como parte do registro na rubrica "Outros ativos - ativo não circulante" o montante de R\$ 61.818 mil, referente a recursos da Companhia que estavam depositados em instituição financeira originalmente registrados na rubrica de "Aplicações financeiras". A Companhia questiona, judicialmente, a devolução do recurso, bem como considera certo o recebimento deste ativo com base na opinião de seu Departamento Jurídico e de posicionamento da ANEEL, como condição de aprovação do plano de recuperação e transferência do controle da Companhia. Também está descrito na referida nota explicativa, que a Administração (Interventor) avalia os atos praticados pela administração anterior sobre o assunto. Nossa conclusão não contém ressalva relacionada a esse assunto.

**Recuperação Judicial - Rede Energia S.A.**

Chamamos a atenção ao descrito na Nota Explicativa no 1.3 às demonstrações financeiras, que em 19 de dezembro de 2012 as acionistas indiretas da Companhia, bem como sua acionista direta Rede Energia S.A. "Em Recuperação Judicial" ("REDE") e as coligadas Companhia Técnica de Comercialização de Energia "Em Recuperação Judicial" ("CTCE") e QMRA Participações S.A. "Em Recuperação Judicial" ("QMRA"), tiveram seus pedidos de Recuperação Judicial (RJ) deferidos nos termos da Lei nº 11.101/05. Conforme a referida lei a Companhia apresentou em juízo no dia 15 de março de 2013, dentro do prazo improrrogável de 60 (sessenta) dias da publicação da decisão (14 de janeiro de 2013) que deferiu o processamento da Recuperação Judicial, Plano de Recuperação que conteve: discriminação pormenorizada dos meios de recuperação a serem empregados; demonstração de sua viabilidade econômica; e laudo econômico-financeiro e de avaliação dos bens e ativos do devedor, subscrito por profissional legalmente habilitado ou empresa especializada. A Assembleia Geral de Credores, nos termos da referida lei, votará o referido plano em prazo que não excederá 150 (cento e cinquenta) dias contados do deferimento do processamento da Recuperação Judicial, respeitados os quóruns legais e a aprovação da própria Companhia. Nossa conclusão não contém ressalva relacionada a esse assunto.

**Compromisso de investimento, compra e venda de ações e outras avencas**

Chamamos a atenção ao descrito na Nota Explicativa no 1.4 às demonstrações financeiras, em 19 de dezembro de 2012, foi celebrado Compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avencas referente a transferência da totalidade de ações do controlador. A efetiva conclusão do negócio está sujeita a condições precedentes, dentre elas: (i) a obtenção das devidas aprovações por parte dos órgãos públicos competentes e de determinados credores e investidores, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis; (ii) a aprovação do plano de recuperação das distribuidoras de energia elétrica, dentre elas a Companhia, apresentado à ANEEL, para levantamento da intervenção; e (iii) a aprovação pelos credores do plano de recuperação a ser apresentado no âmbito da recuperação judicial da REDE, ajuizada em conjunto com a CTCE, QMRA, EEMP e DENERGE. Nossa conclusão não contém ressalva relacionada a esse assunto.

**Outros assuntos**

**Demonstração do Valor Adicionado (DVA)**

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto quanto aos possíveis efeitos dos assuntos mencionados na seção 'Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras', estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**Revisão dos valores correspondentes ao exercício anterior**

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentados para fins de comparação foram, anteriormente, auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 28 de março de 2012, que não conteve modificação.



**BDO RCS Auditores Independentes SS**  
CRC 2 SP 013846/O-1-S-MS

São Paulo, 16 de março de 2013.

**Jairo da Rocha Soares**  
Contador CRC 1 SP 120458/O-6-S-MS

**Francisco de Paula dos Reis Júnior**  
Contador CRC 1 SP 139268/O-6-S-MS